

CAZ ON  
XC2  
-1997  
H91

Legislative  
Assembly  
of Ontario



Assemblée  
législative  
de l'Ontario

Gouvernement  
Publications

---

# REPORT OF THE SELECT COMMITTEE ON ONTARIO HYDRO NUCLEAR AFFAIRS

1st Session, 36th Parliament  
46 Elizabeth II

• copy pages 9-17 re: Ontario  
Hydro culture.

• all of appendix 2.



Ontario

LEGISLATIVE ASSEMBLY  
ASSEMBLÉE LÉGISLATIVE

TORONTO, ONTARIO

M7A 1A2

The Honourable Chris Stockwell, M.P.P.,  
Speaker of the Legislative Assembly.

Sir,

Your Select Committee on Ontario Hydro Nuclear Affairs has the honour to present its Report and commends it to the House.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Derwyn Shea'.

Derwyn Shea, M.P.P.,  
Chair.

Queen's Park  
December 1997







# SELECT COMMITTEE ON ONTARIO HYDRO NUCLEAR AFFAIRS

## MEMBERSHIP LIST

DERWYN SHEA, MPP  
High Park-Swansea (PC)  
CHAIR

MONTE KWINTER, MPP  
Wilson Heights (L)  
VICE-CHAIR

SEAN CONWAY, MPP  
Renfrew North (L)

BARBARA FISHER, MPP  
Bruce (PC)

DOUG GALT, MPP  
Northumberland (PC)

HELEN JOHNS, MPP  
Huron (PC)

FLOYD LAUGHREN, MPP  
Nickel Belt (NDP)

JOHN O'TOOLE, MPP  
Durham East (PC)

---

Donna Bryce  
Clerk of the Committee

Robert Power, Legal Counsel  
Adam Chamberlain, Associate Counsel  
Outerbridge, Miller, Sefton, Willms & Shier

Richard Campbell, Consultant  
GPC Government Policy Consultants

Lewis Yeager  
Research Officer

Anne Marzalik  
Research Officer



Digitized by the Internet Archive  
in 2022 with funding from  
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761114665938>

**A MESSAGE FROM THE CHAIR  
OF THE  
SELECT COMMITTEE ON  
ONTARIO HYDRO NUCLEAR AFFAIRS**

The operation of nuclear generating stations is an issue of fundamental importance to the people of Ontario. Nineteen operating nuclear reactors supply approximately 60% of the electricity which is utilized by residents, commercial enterprises and industry alike. Everyone in Ontario benefits from nuclear energy.

Ontario Hydro has been entrusted with the important job of building, operating and managing the nuclear reactors. From all accounts, Ontario Hydro excelled at building the facilities, but failed to make the transition to an organization which could effectively maintain and operate the reactors.

The Select Committee is satisfied that the nuclear reactors are being safely operated. However, the inability to effectively manage nuclear operations has led to a serious reduction in the performance of the nuclear reactors.

Ontario Hydro should review the Nuclear Asset Optimization Plan through the business plans being prepared in early 1998. The changes should take into consideration environmental, community, financial, and labour relations issues. The Committee also concludes that much more can and should be done in order to increase the margin of safety in nuclear operations and to protect Ontario's investment. The Select Committee's findings and recommendations regarding these important issues are presented on the pages which follow.

As a Committee, we have been impressed with the expertise, diligence and assistance offered by all parties who have participated in the Committee's hearings and deliberations. I have also been impressed with the determination of the Committee Members themselves. The Members, representing all three parties in the Legislature, worked closely together under tight deadlines to ensure that this Report was as comprehensive as possible. The fact that so much of this Report received the unanimous support of all three parties is a testament to the good will of all the Committee Members.

Finally, I wish to thank the staff from the Committee's Branch, Legislative Research Service and the Committee's Legal Counsel and Consultant for their hard work on behalf of the Committee. It was their work, often behind the scenes, which enabled the Committee to receive the large volumes of important evidence and to distill the key issues which form the foundation of this Report.

Derwyn Shea, MPP  
December, 1997





## TABLE OF CONTENTS

	<u>Page No.</u>
EXECUTIVE SUMMARY	
INTRODUCTION	1
SUMMARY OF RECOMMENDATIONS	3
A    THE INDEPENDENT, INTEGRATED PERFORMANCE ASSESSMENT (IIPA REPORT)	9
1. NUCLEAR SAFETY	13
2. NUCLEAR ASSET INTEGRITY	16
B    NUCLEAR ASSET OPTIMIZATION PLAN (NAOP)	18
1. ENVIRONMENTAL ISSUES	28
2. COMMUNITY IMPACT	31
C    REGULATORY MATTERS	
1. THE ATOMIC ENERGY CONTROL BOARD	33
2. THE ONTARIO ENERGY BOARD	37
3. RELATIONSHIP OF ONTARIO HYDRO TO THE ONTARIO GOVERNMENT	38
4. EMERGENCY PLANNING	40
5. FIRE PREVENTION AND RESPONSE	43
D    ELECTRICITY SECTOR RESTRUCTURING	45





## APPENDICES

1. SELECT COMMITTEE'S TERMS OF REFERENCE
2. SUMMARY OF PROCEEDINGS
3. ACRONYMS
4. ERNST AND YOUNG REPORT – EXECUTIVE SUMMARY
5. ONTARIO HYDRO'S RESPONSE TO THE ERNST AND YOUNG REPORT
6. REPORT OF THE LIBERAL CAUCUS
7. REPORT OF THE NEW DEMOCRATIC PARTY CAUCUS



## EXECUTIVE SUMMARY

### INTRODUCTION

In early 1997 Ontario Hydro conducted an independent assessment of its nuclear power plants. The study graded its nuclear operations as “minimally acceptable” and indicated that a significant effort was required to return the generating stations to world class performance standards. On August 13, 1997, the utility announced that the Board of Directors had decided on a recovery strategy to temporarily “lay-up” seven of its nuclear reactors in an effort to improve the operations of the remaining 12 units. The cost of the recovery effort would be in the range of \$5 to \$8 billion. At the same meeting, the Board accepted the resignation of the President and CEO.

The *Select Committee on Ontario Hydro Nuclear Affairs* was formed on September 22, 1997 with a mandate to review and report on the Independent Integrated Performance Assessment (IIPA), the recovery plan and the Atomic Energy Control Board’s review of the independent assessment. In its terms of reference, the Committee was directed to examine the costs and environmental impacts of the recovery plan and any other matter the Committee considered relevant.

The Committee began the hearing of evidence on September 30, 1997 and over the course of the eight-week period until November 24, 1997 received over 95 presentations of witnesses. A number of written submissions and letters of concern were also received. In addition, the Committee requested documentation filings from Ontario Hydro and the utility was dutiful in its response to the requests. By the end of the process, the Committee had sat in session for 34 days, over a three-month period, and had generated an exhibit list of approximately 200 documents.

The Committee met for the most part at the Ontario Legislative Building in Toronto. The Committee visited the host communities and the facilities of the Bruce, Pickering and Darlington nuclear plants and heard from local delegations. The Committee wishes to thank all that took the time to appear or to make written submissions. Members were impressed with the quality of contributions.

The Committee refers readers of this report to the following documents, which provide the context for the Committee’s mandate and deliberations:

- The Independent, Integrated Performance Assessment, August 1997, Ontario Hydro

- Ernst and Young Report dated September 7, 1997, assessing Ontario Hydro's Nuclear Asset Optimization Plan
- Ernst and Young Report dated October 20, 1997
- Ontario Hydro Report dated November 14, 1997, responding to the Ernst and Young Reports

To conclude these introductory remarks, the Committee believes that the safe and efficient operation of Ontario Hydro's nuclear generating stations is vitally important to the people of Ontario. The proper management and economic operation of the existing nuclear system is essential to protect the approximately \$24 billion investment in nuclear assets that has been financed with a Provincial debt guarantee and serviced by the ratepayers of Ontario Hydro. The Committee believes that the recommendations contained in this Report will aid the Ontario Government in its oversight of Ontario Hydro and in its development of a competitive electricity market. The Committee looks forward to a timely response to these recommendations from Ontario Hydro and the Ontario Government.

## **SUMMARY OF RECOMMENDATIONS**

### **Nuclear Safety**

1. The Ontario Government should ensure that Ontario Hydro pursues all nuclear recovery or performance enhancing strategies with a “safety first” attitude that reflects the best practices of the world’s safest and most reliable nuclear operators.
2. The Minister of Energy, Science & Technology should require regular comprehensive reports from Ontario Hydro with respect to the status of the improvements to safety margins at Ontario Hydro Nuclear.
3. The Ontario Government should require Ontario Hydro to institutionalize the monthly “report card” reporting system on the Corporation’s nuclear operations. These report cards should be forwarded directly to the Ministries of Energy, Science & Technology, Finance and Environment and the councils of regional, county and local municipalities which host nuclear stations. The report cards should be easily readable and understandable to a lay person.

### **Nuclear Asset Integrity**

4. The Ontario Government should direct Ontario Hydro to provide regular reports to the Minister of Energy, Science & Technology and the Minister of Finance regarding progress of the recovery plan, asset integrity, safety and efficiency of Ontario Hydro Nuclear facilities, particularly regarding those issues which fall outside of the mandate of the Atomic Energy Control Board.
5. Ontario Hydro should continue to maximize returns on the nuclear assets, including the development of a corporate plan that sets out the business objectives for the nuclear assets within a competitive electricity market for the expected remaining operating life of the assets.

### **Nuclear Asset Optimization Plan**

6. Ontario Hydro must return its nuclear plants to world class standards in terms of performance and safety in a fiscally and environmentally responsible manner.
7. Ontario Hydro must ensure that adequate management and supervisory leadership ability exists in the corporation to bring about

the required changes in the safety culture and reliability of the nuclear units.

8. Recognizing that a flexible workforce is essential to the success of the Nuclear Asset Optimization Plan, the Committee strongly encourages the Power Workers Union, the Society of Professional and Administrative Employees, the construction trade unions and Ontario Hydro to work co-operatively and quickly to resolve outstanding human resource issues such as transfers and job reclassification.
9. Ontario Hydro must rigorously evaluate all possible options and their corresponding financial and environmental impacts with a view to serving the long term best interests of the province. Implementation of the Nuclear Asset Optimization Plan must be flexible and consistent with the White Paper's proposed phasing-out of the provincial debt guarantee. Ontario Hydro's decisions should:
  - consider the potential liabilities, impacts and its contractual obligations with industries located at the Bruce Energy Centre and others
  - assume commercial lending rates,
  - earn commercial rates of return,
  - ensure competitive bidding for replacement power,
  - demonstrate consultation with the Atomic Energy Control Board on nuclear safety, and
  - comply with environmental legislation, policy and standards.
10. If specialized human resources/expertise can be obtained through other sources, then the Nuclear Asset Optimization Plan should be revisited with respect to timing, capital expenditures, lay-ups, and electricity alternatives.
11. Ontario Hydro must ensure that implementation decisions comply with environmental legislation, policies, and standards and fall within voluntary and mandatory targets. As well, Ontario Hydro should seek to improve its emission levels through cost-effective conservation measures, and alternative energy sources.
12. The Ministry of Energy, Science & Technology and the Ministry of Finance should ensure that the Nuclear Asset Optimization Plan is critically evaluated as it unfolds within the context of the White Paper. The decision to lay-up seven reactors should be carefully re-assessed and fully documented. Such documentation should be made available upon completion of the 1998 business plan.



13. That the Ministry of Finance and the Ministry of Energy, Science and Technology continue to monitor the analysis of Ontario Hydro regarding the Nuclear Asset Optimization Plan decisions once the Corporation has completed its business plan.

#### Environment

14. The Minister of Energy, Science & Technology should ensure that Ontario Hydro rigorously evaluate all possible options and the corresponding financial and environmental impacts with a view to serving the long term best interests of the Province and the environment. Further implementation of the Nuclear Asset Optimization Plan and the Corporation's business plan must be flexible and more specifically address environmental concerns.
15. The Minister of Environment should ensure that Ontario Hydro's implementation decisions comply with all environmental legislation, policies, and standards. As well, Ontario Hydro should seek to minimize its emission levels through cost effective conservation measures and alternative energy sources. The potential environmental impacts over the life of the Nuclear Asset Optimization Plan and beyond should be identified.
16. That Ontario Hydro should evaluate access to existing generation which creates less emissions and is financially competitive.
17. That Ontario Hydro should aggressively promote cost-effective energy conservation as a further means of reducing environmental emissions.

#### Community Impact

18. That as Ontario Hydro completes its assessment of the Nuclear Asset Optimization Plan, it carefully and fully investigate alternatives to the lay-ups, and is mindful of the impacts on the Bruce communities while at the same time respecting fiscal and safety priorities. In particular, Ontario Hydro should assess opportunities with the private sector to undertake the required refurbishment of Bruce Generating Station A.

### Atomic Energy Control Board

19. That the Atomic Energy Control Board staff reported that they were developing safety benchmarks for each of Ontario Hydro's nuclear units. The Committee commends this initiative and urges the Atomic Energy Control Board to ensure that this initiative is completed as soon as possible. Such benchmarks must be transparent and understandable to the public and affected communities.
20. That the Atomic Energy Control Board should develop a report card system, to be issued by the Atomic Energy Control Board on a semi-annual basis, which reviews and rates nuclear performance and safety at all nuclear facilities. Report cards must be concise and understandable by the public, and provided to affected communities and to the Minister of Energy, Science & Technology.
21. That the Atomic Energy Control Board should develop nuclear performance and safety assessment techniques, in order to standardize and improve investigation and reporting practices. Standards utilized in other jurisdictions, such as those developed by World Association of Nuclear Operators (WANO) or the Institute of Nuclear Power Operators should be assessed for adaptation in Canada.
22. The Committee urges the Federal Government to review the enforcement policies and practices of the Atomic Energy Control Board to develop a more aggressive role for the regulator. At a minimum, the Atomic Energy Control Board should set and enforce deadlines for significant actions, which are required to be complied with by nuclear plant operators.
23. The Ontario Ministry of Energy, Science & Technology should participate in the development of the *Nuclear Safety and Control Act* regulations to achieve a transparent, objective and codified process for the regulation of nuclear safety.

### Ontario Energy Board

24. During the transition period, the Ministry of Energy, Science & Technology should clearly define the Ontario Energy Board's scope of responsibility over Ontario Hydro, its business operations and nuclear issues generally, as well as the general rate setting responsibilities. The Ontario Energy Board must have the authority to enforce effective regulation of Ontario Hydro.

25. In planning for the arrival of competition, The Minister of Energy, Science and Technology should clearly define in legislation, the authority and responsibility of the Ontario Energy Board over Ontario Hydro successor companies and other entrants to the electricity market. This authority should be delegated to the Ontario Energy Board as soon as possible, in concert with other necessary legislation or self-regulation as contemplated by the White Paper.

#### Relationship of Ontario Hydro to the Ontario Government

26. Ontario Hydro's reporting requirements to the Ontario Government should include reporting to the Minister of Energy, Science & Technology, the Minister of Finance, and the Minister of the Environment.
27. A detailed and specific Memorandum of Understanding should be entered into between Ontario Hydro's successor companies and the Ontario Government, which will establish specific duties and responsibilities for the Boards of Directors and certain officers of the Corporations.
28. During the transition stage, the Minister of Energy, Science & Technology and the Minister of Finance should clearly establish the role and expectations for Ontario Hydro and ensure that major environmental, safety and financial decisions are continually reviewed throughout the implementation period by Ontario Hydro before such decisions are implemented.

#### Emergency Planning

29. That Ontario Hydro achieve excellent performance ratings for emergency preparedness at each nuclear facility. Ontario Hydro should target 1999 as the deadline for achieving excellent ratings.
30. That the Ministry of the Solicitor General work with Ontario Hydro to improve their coordination of emergency preparedness, both on and off-site and better define the role of the Ontario Government.
31. That the Ministry of the Solicitor General meet with affected communities and relevant organizations around each nuclear facility to ensure the emergency planning organizations achieve certainty regarding their roles and responsibilities. The roles and responsibilities should be clear and understandable to the general public. The Solicitor General should also forward those results to the

Minister of Energy, Science and Technology and the Minister of the Environment.

32. That Ontario Hydro regularly brief all upper and lower tier councils and communities around each of the nuclear facilities as to the Corporation's efforts as it moves to achieve excellent performance ratings for emergency preparedness.

#### Fire Prevention and Response

33. The Ontario Government should require Ontario Hydro to co-ordinate and improve its fire prevention activities in concert with local fire departments, the Office of the Fire Marshal and the Atomic Energy Control Board.
34. The Office of the Fire Marshal should explore with the Atomic Energy Control Board all means of clarifying and reducing the jurisdictional limitations so that the Office of the Fire Marshal can increase its role over fire prevention at nuclear generating stations.
35. That the Ontario Government work with the Office of the Fire Marshal to increase the Office of the Fire Marshal's role with fire prevention at nuclear generating stations.

#### Electricity Sector Restructuring

36. The Minister of Energy, Science & Technology should quickly establish the mandate and membership of the Market Design Committee.
37. As an early priority, the Market Design Committee should make recommendations on the governance structure of the Independent Market Operator, integrating lessons learned from the operation of the interim power market.
38. The Market Design Committee, stakeholders and independent experts should be invited to give advice to the Minister of Energy, Science & Technology on the regulatory framework.
39. The role of the Ontario Energy Board in supporting the market transition should be well defined.



## **A. REPORT OF THE INDEPENDENT, INTEGRATED PERFORMANCE ASSESSMENT (IIPA) OF ONTARIO HYDRO NUCLEAR**

### **Discussion**

Nuclear performance has been declining or otherwise unsatisfactory for a decade (see table below). Repeated failures to determine and address the causes of the decline and an increasing risk of regulatory intervention by the Atomic Energy Control Board (AECB), led Ontario Hydro's Board of Directors to endorse a plan to seek the help of outside nuclear expertise. In December 1996, Mr. Carl Andognini was hired. Mr. Andognini in turn recruited a team to make an assessment of Ontario Hydro Nuclear (OHN) using quantification methods developed in the U.S. nuclear industry.

### **OHN Production Capacity Factors 1987-96**

Net Electrical Capacity Factor (CF%) is the percentage of the perfect net  
electrical generation that was produced in the year.  
85% Capacity Factor is considered Excellent Performance

Year	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
CF%	69.9	72.7	70.3	60.8	68.1	62.6	64.8	73.4	70.4	66.1

Source: Ontario Hydro Data Provided to the Committee

Mr. Andognini formed the Nuclear Performance Advisory Group (NPAG) in January 1997 and conducted an Independent, Integrated Performance Assessment (IIPA) of OHN, the business unit in Ontario Hydro which is responsible for nuclear operations. The team reported their results to management in July 1997 and to the Board of Directors in August. After receiving the Report, the Board ensured that the findings of the Report were immediately made available to the public.

In summary, the team found that all nuclear plants were being operated in a manner that meets defined regulations and accepted standards related to safety, and that the CANDU technology is a safe and robust design. Significantly, the team also found a systemic lack of authoritative and accountable managerial leadership. This was the principal reason for a long list of deficiencies that resulted in an overall rating of the nuclear system as "minimally acceptable" compared to world standards. The tables that follow summarize the findings and ratings of the IIPA Report.

### Summary of IIPA Findings

<b>Managerial Leadership</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inadequate definition of employee accountabilities</li> <li>• Poorly defined lateral working relationships</li> <li>▪ Inadequate management practices</li> <li>• Failure to support lower level management</li> <li>• Ineffective oversight</li> </ul>
<b>Culture and Standards</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deep and wide-spread employee cultural issues</li> <li>• Non-conservative decision making</li> <li>• Standards not consistent with best industry practice</li> <li>• Standards are not consistent station to station</li> <li>• Lack of compliance with standards is commonplace</li> </ul>
<b>People and Performance</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poor work planning and scheduling</li> <li>• Severe shortages of key management, supervisory and technical skills</li> <li>• Serious deficiencies in training and development</li> <li>• Inadequate supervision and managerial direction</li> </ul>
<b>Processes and People</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inadequate performance monitoring</li> <li>• Inadequate procedural compliance</li> <li>• Inadequate quality control</li> <li>• Inadequate work protection</li> <li>• Root causes not identified</li> <li>• Security program needs</li> <li>• Incomplete or flawed processes</li> </ul>
<b>Plant Hardware and Design</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Safety focus and questioning attitude of engineering staff is lacking</li> <li>• Lack of proper technical assessment and design control documentation</li> <li>• Safety system deficiencies</li> <li>• CANDU is a safe and robust design</li> </ul>
<b>Organization, Resources and Labour Relations</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ineffective corporate and site-specific organizations</li> <li>• Serious backlog in training</li> <li>• Many collective agreement provisions limit management and organizational performance</li> <li>• Restrictions have resulted in a passive management style</li> </ul>

**Source:** Report to Management IIPA/SSFI Evaluations,  
Findings and Recommendations, July 1997, pages 8-34



## Summary of IIPA Evaluations

### Definition of Ratings:

**Excellent** Performance exceeds industry standards (world class) and generally produces exceptional results

**Satisfactory** Performance meets most industry standards and generally produces desired results.

**Below Standard** Performance is below industry standards but generally produces desired results.

**Minimally Acceptable** Performance is substantially below industry standard but produces minimally acceptable results.

**Unacceptable** Performance is not acceptable and nuclear safety is compromised.

	<b>Total Nuclear</b>	<b>Bruce Site</b>	<b>Darlington NGS</b>	<b>Pickering Site</b>
<b>Operations</b>	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable
<b>Maintenance</b>	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable
<b>Training</b>	Minimally Acceptable	Below Standard	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable
<b>Engineering</b>	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable
<b>Quality</b>	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable
<b>Radiation Protection</b>	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Below Standard	Minimally Acceptable
<b>Chemistry</b>	Minimally Acceptable	Below Standard	Below Standard	Minimally Acceptable
<b>Emergency Preparedness</b>	Below Standard	Below Standard	Below Standard	Below Standard
<b>Organization Effectiveness</b>	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable	Minimally Acceptable

Source: Report to Management, IIPA/SSFI, Evaluations, Findings and Recommendations, July 1997, pages 6-7

## **Findings**

The assessment of the conditions of Ontario Hydro's nuclear plants in the IIPA appears to be a frank and comprehensive report. The Report rates all aspects of the operations of OHN as being "below standard", or "minimally acceptable". While Ontario Hydro regards a nuclear system capacity factor of 90% to be achievable and 85% to be an indicator of excellent performance, the nuclear system has operated within the range of 60% to 74% throughout the past decade.

Differing opinions have been expressed in attempts to explain Ontario Hydro's failures to address the problems. A nuclear "cult" was at work according to Chairman William Farlinger. To Dr. Kupcis, the former CEO, it was more like a priesthood. Dr. Bishop, Chair of the AECB, said Ontario Hydro was full of good intentions and well meaning plans, but repeatedly failed to deliver results. A failure to make the transition from a "design and construct organization" to an "operate and maintain" organization was offered by many, including former Ontario Hydro President Robert Franklin and Mr. Andognini. Former Ontario Hydro Chairman Maurice Strong expressed similar sentiments when he said "that the company had been in effect totally taken over by a nuclear culture, largely a construction and engineering-oriented culture".

Whatever the reasons for the management failures, the Committee finds it difficult to understand that a once world-class electric utility could not have done better to manage its resources. The conditions reported on by the IIPA should have been quantified earlier and not allowed to resist improvement for so long. The failure of Ontario Hydro management to arrest the deterioration of nuclear plant performance has already cost Ontarians billions of dollars in replacement energy costs over the past decade. The financial penalties will continue until the nuclear plants are returned to an optimal level of performance. Through years of mismanagement, Ontario Hydro's reputation has been badly tarnished. OHN will have to work hard and diligently to regain public confidence.

## A1. NUCLEAR SAFETY

### Discussion

While the Select Committee does not have the expertise available to independently assess this issue, all sources indicate that the nuclear facilities are being safely operated. This is in large part because of the technology, which employs multiple redundancies and back up systems, combined with the standards employed by the regulator, the AECB, in assessing safety. The IIPA, historical peer review reports, the 1988 Ontario Hare Commission on Nuclear Safety and related evidence all conclude that the operations are safe. That being said, there are serious issues regarding how operating performance has declined over the years.

Concerns regarding safety are chronicled in the IIPA reports with respect to safety system functional inspections as well as on a site by site basis. Notwithstanding the low rankings of site specific and corporate reviews, the IIPA states that the nuclear operations are currently operating safely. The concern expressed in the IIPA is that a failure to act at this point could affect future safety in the facilities. This concern was reiterated by the AECB.

The deputation of the AECB before the Select Committee described the “conservative margin of safety” used by the regulator in setting standards for nuclear facilities. AECB representatives asserted that the facilities were safe even if a nuclear facility was experiencing “less than optimal performance”.

The testimony of Dr. Bishop, Chair of the AECB, was that in 1996 Pickering Generating Station was very close to having its license suspended. Its operating license was reduced to a six-month period after which the station was reviewed again. Pickering operations improved sufficiently such that a nine-month renewal of the license was appropriate. The AECB continues to monitor the Pickering Generating Station and all of the nuclear facilities operated by Ontario Hydro.

The AECB has concluded that the approach of “defence-in-depth” at OHN has been eroded and that significant improvements are necessary to improve safety margins. Defence-in-depth is the concept, fundamental to the nuclear industry, that safety systems are “backed up” by redundancies in order to ensure that should one fail, other safety systems will prevent an accident from occurring.



There has never been an instance where operating licenses of OHN reactors have been revoked, but some licenses have been restricted. Since the mid-1980s, the concerns of the AECB have resulted in operating licenses with less than the usual two-year term. The Bruce "A" station operating licenses were renewed for one year in 1988, 1989, and in 1993. The operating licenses for the Pickering Generating Stations were renewed in 1996 for six months and in 1997 for nine months.

John Ahearne, a former Chair of the United States Nuclear Regulatory Commission, advised the Committee that ratings as low as those identified in the IIPA report were a warning of reduced performance.

In response to increased concerns regarding performance, OHN instituted the IIPA and beginning in November 1997, a monthly nuclear performance report card system. The report card system will evaluate the progress of the nuclear recovery on an ongoing basis, and will be made public.

### **Findings**

The Committee finds that the nuclear facilities of Ontario Hydro are safe to operate at this time. However, the margin of safety has narrowed. The Committee takes some comfort that Pickering operations have improved. However, further significant improvements are required.

Achieving margins of safety is a function of a number of issues such as: the corporate culture of Ontario Hydro, staffing levels at OHN facilities, technical problems that develop as facilities age and the apparent lack of attention to detail by those working at all levels of Ontario Hydro and OHN. These issues require vigorous attention to arrest the decline in safety standards.

The IIPA was a solid beginning for a transparent and focused nuclear recovery plan. The monthly report cards on nuclear performance should be a valuable mechanism to help ensure that OHN is focused on sustained performance, which would lead to a permanent return to excellence. The report cards should be an open and accountable process.

### **Recommendations**

1. **The Ontario Government should ensure that Ontario Hydro pursues all nuclear recovery or performance enhancing strategies with a "safety first" attitude that reflects the best practices of the world's safest and most reliable nuclear operators.**

2. The Minister of Energy, Science & Technology should require regular comprehensive reports from Ontario Hydro with respect to the status of the improvements to safety margins at OHN.
3. The Ontario Government should require Ontario Hydro to institutionalize the monthly "report card" reporting system on the Corporation's nuclear operations. These report cards should be forwarded directly to the Ministries of Energy, Science & Technology, Finance and Environment and the councils of regional, county and local municipalities which host nuclear stations. The report cards should be easily readable and understandable to a lay person.

## A2. NUCLEAR ASSET INTEGRITY

### Discussion

This section of the report focuses on the long-term nuclear asset management issues.

Ontario Hydro has historically been a poor manager of the nuclear assets. The Corporation did not successfully focus on the long-term asset integrity of nuclear facilities. AECB cannot be relied on for regulatory oversight for this issue, as the AECB focuses its role on issues surrounding the safety margins.

Over the years, Ontario Hydro has engaged in several nuclear recovery plans. Various plans included the "In Service Nuclear Station Quality Improvement Plan" in 1990-1991; the "Business Improvement Process" in 1993; and the "Quality of Work" initiative responding to the "wake-up call" of the AECB in 1995 regarding the standards at OHN, and in particular the situation at the Pickering Generating Stations.

Although performance briefly improved in 1994, each plan failed to achieve its objectives.

In addition to the failure of these plans, the difficulties experienced by the Darlington station with maintenance problems over its first four to five years of operation are of particular concern. Darlington began operations in 1991. It is the newest of Ontario Hydro's nuclear facilities, and should have benefited from over 20 years of nuclear operating experience developed at older facilities.

Despite assurances by Ontario Hydro management, the substantial downsizing which occurred in 1993-1994 may have hindered the success of achieving subsequent nuclear operating improvements. For example, Ontario Hydro management at the Darlington station advised the Committee that problems at Darlington had occurred as a direct result of the downsizing in 1993-1994.

The Committee heard considerable evidence that the Corporation has historically failed to engage in preventative maintenance. The explanation offered for this is that Ontario Hydro failed to make a transition from the design and construction focus of the 1970's and 1980's to an asset management focus once construction was completed.



### **Findings**

The Committee finds that the historical failure to properly manage the nuclear assets, through prudent preventative maintenance and other measures, is unacceptable, regardless of the rationale.

The Corporation is solely responsible for nuclear asset integrity, which includes long term management and planning. The Corporation must ensure, in a proactive fashion, the long-term viability of its nuclear assets and operations. The Committee supports the renewed efforts of Ontario Hydro to focus on nuclear excellence and to allocate and re-allocate the necessary human and financial resources. However, more must be done to ensure that this nuclear recovery plan does not fail.

### **Recommendations**

4. **The Ontario Government should direct Ontario Hydro to provide regular reports to the Minister of Energy, Science & Technology and the Minister of Finance regarding progress of the recovery plan, asset integrity, safety and efficiency of OHN facilities, particularly regarding those issues which fall outside of the mandate of the Atomic Energy Control Board.**
5. **Ontario Hydro should continue to maximize returns on the nuclear assets, including the development of a corporate plan that sets out the business objectives for the nuclear assets within a competitive electricity market for the expected remaining operating life of the assets.**

## **B. NUCLEAR ASSET OPTIMIZATION PLAN**

### **Discussion**

Through early 1997, senior management and the Board of Directors of Ontario Hydro had been informed by the Andognini team of the interim findings of the Nuclear Performance Assessment Group. In July, the Group developed six options to return the nuclear division to a standard of excellence. These were presented to the Board on August 12, 1997. The Board, realizing that decisive action was required, accepted the fifth option, the option recommended by Ontario Hydro's management team, as its Nuclear Asset Optimization Plan (NAOP).

Long before Ontario Hydro's Board of Directors considered the IIPA Report in August 1997, it was apparent to the Board that there were significant problems in OHN. Ontario Hydro had struggled through the late 1980's to come to grips with the declining performance of its nuclear reactors. As previous Chairmen testified, there had been substantial problems at OHN for some years. Documentation filed with the Committee indicates that Elgin Horton, a former senior manager of the nuclear group, stated to the AECB that he "expressed his own frustration and also humiliation at the poor performance of the nuclear stations". The continuing frustration with the performance of the nuclear division led Ontario Hydro President and CEO Dr. Kupcis and the Board to initiate a corporate peer review with the help of the Institute of Nuclear Power Operators in 1993. Ontario Hydro also established a nuclear committee of the Board of Directors in 1994 and pursued follow-up peer reviews throughout 1995 and 1996.

The significance of the problems in the nuclear management culture was made clear when the second round of peer reviews brought back very high levels of repeat findings (55% to 86% of the review findings had been identified in earlier reviews and had not been corrected). These results and the unscheduled full shutdown of all eight reactors at the Pickering Generating Station in April 1996 led the President and the Board to seek a third party perspective. Gregory Kane, a U.S. nuclear consultant was hired to advise the President in August, 1996 and by year end, the decision was made to hire an outside team, led by Carl Andognini, to quantify the problems and implement solutions. Throughout early 1997, the Andognini team advised the Board of Directors of progress through oral reports at the monthly board meetings.

### **Options Considered**

Given the past failures of Ontario Hydro to address the problems and the significance of the IIPA findings, Ontario Hydro management and Board members testified that the status quo was not an option. Capacity factors were

declining and there was no faith that 'business as usual' could improve performance to levels assumed in the business plan. In addition, the 'do nothing' alternative would have increased challenges to safety systems and could lead to intervention by the AECB.

Options considered by OHN management and outlined to the Board are described below and in the accompanying table. The costs for each plan are incremental to the approved business plan for the period 1997 to 2001. The costs include replacement power costs but do not include decommissioning costs. The costs of additional staff resources are included but the cost of addressing staff skill mix issues were not estimated.

**1. Business as usual**

- This case recognizes that the budget and generation targets in Ontario Hydro's existing business plan for 1997-1999 were not achievable. Capacity factor planning targets of 76% in 1997, climbing to 81% by 1999 were considered unrealistic given the state of conditions found by IIPA. This case assumes that a capacity factor of 60% for 1997 and for the remainder of the period to 2001 is realistic.
- The case would increase costs about \$3.6 billion greater than the business plan and would result in increasing challenges to safety and operational systems.

**2. Simultaneous recovery of all 19 units**

- The team judged that an attempt to improve the performance of all units at the same time would require an additional staff complement of about 4,200 people.
- The cost was \$3.8 billion greater than the business plan.
- The lack of qualified staff together with the lack of confidence in managerial leadership led the team to believe that this option was unachievable.

**3. Lay-up of Bruce A units only**

- This option mitigates the resource issues at Bruce, but did not alleviate the managerial issues, nor did it deal with the significant challenges at the eight-unit Pickering station.
- About 1,400 additional staff would be required
- The cost was \$3.6 billion greater than the business plan.
- The case was judged to have minimal chances of success.

4. **Lay-up of Pickering A units only**
  - Chances of success were judged similar to Case 3.
  - Would require about 2,900 additional staff.
  - The cost was estimated at \$3.7 billion greater than the business plan.
5. **Temporary lay-up of the 'A' units**
  - This option was assessed to be the most achievable in a timely manner and was the option selected.
  - Additional staff requirements were nominal.
  - While the total costs are the greatest within the planning period, at \$4.4 billion, the option best improved the declining value of the newer nuclear units.
6. **Permanent shut-down of the 'A' units**
  - This option gives rise to significant asset write-offs and decommissioning costs which were not quantified. Given these costs and the costs of replacement energy beyond the planning period, the case was judged to be an unnecessary decision to make at this time.
  - No additional staff needs were identified.
  - The cost was \$3.4 billion greater than the business plan.

### Summary of Nuclear Recovery Options

Case	Description	Cost \$ billions	Additional Staff Needs	Likelihood of Success	Residual Asset Value (d)
1	Operate all	3.6	-	Zero	low
2	Recover 18	3.8	4,200	Low	med
3	Recover 16	3.6	1,400	low-med	med
4	Recover 14	3.7	2,900	low-med	med
5	Recover 16	4.4	25	med-hi	high
6	Recover 12	3.4	-	med-hi	high

**Notes:**

- (a) Costs are for the period 1997-2001 only.
- (b) Costs are incremental to business plan and include replacement power costs.
- (c) Case 6 costs do not include decommissioning costs or asset write-offs.
- (d) **Residual asset value** is a judgment of the material condition or reliability of the units at the end of the 1997-2001 period.

Source:

Basis for Recommendation provided in the Nuclear Asset Optimization  
Plan, Options and Considerations, September 29, 1997



The Board determined that the best course of action was to temporarily lay-up the seven oldest units in the system at Pickering A and Bruce A (case 5) so that resources could be devoted to improving the performance of the remaining 12 reactors. Restart of the A units would be dependent on the success of the 12 unit recovery plan, on system needs and on the basis of a business case analysis. Mr. Andognini reported to the Committee that there were inadequate human resources to recover all the units simultaneously. Mr. Farlinger, the Chairman of the Board of Ontario Hydro, Board members and senior Ontario Hydro management all stated to the Committee that the chosen plan was flexible enough to respond to changing circumstances.

It is also noteworthy that the Board explicitly considered whether any nuclear units should be operating at all. In considering the “basis for continued operation” the Board concluded that the basic strengths of the CANDU design, positive staff responses to the IIPA investigations and initial actions to enhance safety performance all suggested that the generating stations could be operated safely while the NAOP program was implemented.

### **System Implications**

The loss of over 4000 MW of nuclear base load has dramatic effects on the outlook for Ontario Hydro over its short-term planning period (1998 to 2001). The Board was advised that:

- Ontario Hydro would be able to make-up most of the lost generation by increased utilization of its own operating fossil-fuelled plants and the return to service of two ‘mothballed’ units at the Lennox Generating Station near Kingston.
- a reduction in export sales would be required
- there would be a significant increase in fossil generation
- increased fossil burn would lead to increased fuel costs
- there would be a corresponding increase in air emissions, but actions could be taken to meet Ontario acid gas regulations.

### **Costs**

The total costs of the NAOP recovery plan are summarized in the table below. The largest portion of the cost is attributable to replacement fuel. The range of costs is based on the assumption that the A units are returned to service as planned in column 1, or not returned within the period in column 2.



**NAOP Costs 1997-2001**  
**Impact on Planned Net Income and Capital Expenditures**  
**Decommissioning Costs are Not Included**  
**\$ Billion**

	<b>1. A Units Return to Service</b>	<b>2. A Units Do Not Return</b>
Operation Expense	1.6	1.1
Replacement Energy	2.5	2.7
Interest	0.9	0.8
Other	0.1	(0.3)
Write-offs	0.3	3.4
<b>Total Reduction in Net Income</b>	<b>5.5</b>	<b>7.6</b>
<b>Increased Capital Expenditures</b>	<b>1.0</b>	<b>1.2</b>

**Source:** Response of Ontario Hydro to questions of  
Committee Members, dated November 5, 1997, question 10

### **Financial Impacts**

A number of very significant impacts arise from the costs associated with NAOP.

1. Debt will not be retired as planned. Cash flows planned for the reduction of borrowing requirements will be used instead for NAOP related expenditures.
2. Ontario Hydro will incur operating losses over the planning period.
3. Ontario Hydro's retained earnings will be drawn down, raising the possibility of a negative retained earnings account.
4. Ontario Hydro's ability to meet the Statutory Debt Retirement provisions of the Power Corporation Act is in question.
5. All of these factors combine to leave the Corporation with little financial flexibility to respond to unforeseen developments.

The Deputy Minister of Finance, Michael Gourley has indicated in correspondence to Ontario Hydro dated October 28, 1997 that the Ministry will strictly test any requests made by Ontario Hydro for further financing. He further indicated that the Ontario Government is examining closely all actions of Ontario Hydro regarding financing of NAOP.

In his testimony, the Deputy Minister stated that the Ministry expects that further analysis is required by Ontario Hydro, including evaluation of alternative courses of action to NAOP which might produce substantially different financial results. Ontario Hydro has acknowledged that their review is still underway, and that they are assessing alternatives. The review will be completed as part of the Corporation's 1998 business planning process.

### **Assessment of NAOP Financial Estimates**

The Board decided on August 12, 1997 to allow for certain NAOP actions to proceed, but requested a detailed financial review of the costs associated with implementation. Ontario Hydro management contracted with Ernst and Young on August 26, 1997 to conduct an independent assessment of the Nuclear Asset Optimization Plan. The review examined the documented support for the costs and economic benefits associated with the options against criteria including:

- the comprehensiveness of the range of options and assumptions
- the consistency of the financial assumptions
- the flexibility in the planning assumptions
- the degree of integration and direction for the analysis.

The Ernst and Young Report was presented to the Board of Directors in September 1997. The Report identified a number of inadequacies in the completeness of the analysis and the consistency of assumptions used in the analysis but none so serious as to invalidate the decision taken by the Board in August. Ontario Hydro management has provided its Board and the Select Committee with a detailed response to the recommendations of the Ernst and Young Report. Many of the issues have been addressed and the balance will be addressed as the bottom-up business plans are assembled for 1998 and as the business implications of the Ontario Government's White Paper on electricity competition are fully determined. A summary of the Ernst and Young Report and Ontario Hydro's response to the Report are provided in the Appendices.

### **Environmental Impacts**

The increase in fossil fuel burn has very significant impacts on Ontario Hydro's air emissions, taking the total acid gas emissions to the limit of the provincial regulation for the next three years and threatening Ontario Hydro's voluntary commitments with respect to smog producing nitrous oxides and the greenhouse gas, carbon dioxide. Environmental issues are addressed in a separate chapter.

## **Labour Relations**

Senior management has stated to the Committee that it is essential that there be a willingness of labour to assist in the implementation of the recovery plan in order for it to have a chance of success. William Farlinger, Chairman of the Board of Ontario Hydro, stated:

“As you are aware from the correspondence among John Murphy, Ontario Hydro and the Committee, Ontario Hydro has identified barriers in the collective agreement. As you know, John Murphy and the Power Workers Union have indicated a willingness to introduce more flexibility around the agreement to allow recovery to take place expeditiously. I know that Mr. Murphy, the Union, and the workers all want to see recovery take place just as eagerly as management does. I am confident that we will be able to work out solutions . . .

As for the Society bargaining unit, I have talked to John Wilson, and he has given me assurances, also, that the Society too is willing to show some flexibility in ensuring successful nuclear recovery.

The reason I raise the labour relations issue is that inflexibility around adapting our collective agreements to the challenge ahead can absolutely torpedo our efforts at effective and timely nuclear recovery”.

Both the Power Workers Union and the Society of Ontario Hydro Professional and Administrative Employees confirmed in submissions to the Committee a willingness to renegotiate the collective agreements in order to facilitate the recovery process. Both unions recognized the difficulties facing the Corporation and accepted the need to be flexible if significant change, such as NAOP or possible public/private arrangements, were to be successful.

## **Findings**

OHN nuclear generating stations are intended to provide 60% of the utility's energy production and constitute the majority of its asset base. NAOP is an investment strategy intended to return the nuclear generators to optimal levels of performance. The expenditure may result in a decline in the Corporation's key financial indicators such as net income, retained earnings and cash flow. However, the Committee considers it important to note that the alternative of doing nothing is not feasible since it would lead to the continued erosion of assets and eventual shutdown of a number of the nuclear units. In essence, doing nothing would fail to protect the sunk costs (approximately \$24 billion) invested in nuclear assets and in the long run would be significantly more costly.

Concern was expressed over the issue of uncertainty around whether the Bruce and Pickering A units will ever be returned to service after the planned lay-up. The Committee heard testimony to the effect that there is no experience anywhere in bringing reactors back on line after a two year lay-up and that start-up could become problematic because, like most machinery, the reactors function best when they are operated continuously.

The Committee expresses a particular concern about the potential impact of NAOP on the Bruce community, especially if the 'A' units do not come back on-line. This includes concerns about the Bruce Energy Centre. There may be intermediate solutions that might be worth investigating which fall between the options of doing nothing or fully implementing NAOP. The Committee is not in a position to evaluate the feasibility of such courses of action, but it would urge Ontario Hydro to continue investigating innovative ways to minimize negative community impacts while achieving important nuclear recovery goals.

The safe and economic operation of Ontario Hydro's nuclear reactors is of paramount importance to the people of Ontario. The magnitude of the nuclear system's contribution to energy needs in the Province and the significance of the public investment in the assets links the economic well being of the Province to the successful operation of the nuclear reactors for some years to come.

As a result, there can be no doubt that the improvements being sought to the operations and the availability of the nuclear plants are in the best interests of the electricity consumers and the taxpayers of the Province.

The Committee also finds that changes are necessary in the current relationship between labour and management at Ontario Hydro if NAOP is to succeed. Specifically, the collective agreements will need to be modified to provide the flexibility that is needed in order to make significant changes to procedures and to implement NAOP.

### **Recommendations**

- 6. Ontario Hydro must return its nuclear plants to world class standards in terms of performance and safety in a fiscally and environmentally responsible manner.**
- 7. Ontario Hydro must ensure that adequate management and supervisory leadership ability exists in the Corporation to bring about the required changes in the safety culture and reliability of the nuclear units.**



8. Recognizing that a flexible workforce is essential to the success of NAOP, the Committee strongly encourages the Power Workers Union, the Society of Professional and Administrative Employees, the construction trade unions and Ontario Hydro to work co-operatively and quickly to resolve outstanding human resource issues such as transfers and job reclassification.
9. Ontario Hydro must rigorously evaluate all possible options and their corresponding financial and environmental impacts with a view to serving the long term best interests of the province. Implementation of NAOP must be flexible and consistent with the White Paper's proposed phasing-out of the provincial debt guarantee. Ontario Hydro's decisions should:
  - consider the potential liabilities, impacts and its contractual obligations with industries located at the Bruce Energy Centre and others
  - assume commercial lending rates,
  - earn commercial rates of return,
  - ensure competitive bidding for replacement power,
  - demonstrate consultation with AECB on nuclear safety, and
  - comply with environmental legislation, policy and standards.
10. If specialized human resources/expertise can be obtained through other sources, then NAOP should be revisited with respect to timing, capital expenditures, lay-ups, and electricity alternatives.
11. Ontario Hydro must ensure that implementation decisions comply with environmental legislation, policies, and standards and fall within voluntary and mandatory targets. As well, Ontario Hydro should seek to improve its emission levels through cost-effective conservation measures, and alternative energy sources.
12. The Ministry of Energy, Science & Technology and the Ministry of Finance should ensure that NAOP is critically evaluated as it unfolds within the context of the White Paper. The decision to lay-up seven reactors should be carefully re-assessed and fully documented. Such documentation should be made available upon completion of the 1998 business plan.



13. **That the Ministry of Finance and the Ministry of Energy, Science and Technology continue to monitor the analysis of Ontario Hydro regarding NAOP decisions once the Corporation has completed its business plan.**

## B1. ENVIRONMENTAL ISSUES

### Discussion

Ontario Hydro is subject to the Ontario Government's environmental legislation and regulatory regime. Ontario Hydro is also subject to the *Canadian Environmental Assessment Act* in certain circumstances.

Ontario Hydro's air emissions are governed by Ontario Regulation 355, passed under the *Ontario Environmental Protection Act*. Ontario Hydro is required to limit emissions of sulphur dioxide (SO<sub>2</sub>) and oxides of nitrogen (NO<sub>x</sub>), commonly known as "acid gas", to 215 kilotonnes (in the aggregate) in any year after 1993.

Based upon the evidence provided by Ontario Hydro, the Corporation is not expected to exceed the emission limits required under Regulation 355. However, emissions of acid gases are predicted to reach the regulatory limit of 215 kilotonnes in each of the years 1998, 1999, and 2000. With Pickering A expected back on-line in 2001 the emissions of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> are predicted to be 130 and 30 kilotonnes respectively for an aggregate figure of 160 kilotonnes.

These emission figures do not reflect any emissions generated by sources outside Ontario that are relied on by Ontario Hydro to make up for any shortfall of Ontario Hydro's capacity. As Regulation 355 is currently framed, there is no requirement to include emissions generated outside Ontario.

There are no binding emission requirements on Ontario Hydro for greenhouse gases such as carbon dioxide (CO<sub>2</sub>). Voluntary limits have been established by Ontario Hydro which are expected (by Ontario Hydro) to be exceeded if the NAOP is implemented as currently planned.

Expert testimony was provided to the Committee that replacement power obtained from certain sources, such as the Ohio Valley, would result in increased emissions of greenhouse and transport of other gases in Ontario. Alternative sources, such as other nuclear or hydroelectric generating stations, would be more benign to the atmosphere in Ontario, and elsewhere, than coal, oil or gas generated electricity. For example, the Committee has been advised that large, cost effective hydro-based electricity supply is available from jurisdictions such as Manitoba and Quebec. Because of transmission line limitations, there is a limited electricity exchange capacity between Ontario and other jurisdictions.

**Ontario Hydro Forecast Air Emissions  
1998-2001**

	1998	1999	2000	2001	Regulatory Limit	Voluntary Year 2000 Commitment
<b>SO<sub>2</sub> (Gg)</b>	170	171	174	130	175	
<b>No<sub>x</sub> (Gg)</b>	45	44	41	30		38
<b>Total Acid Gas</b>	215	215	215	160	215	
<b>CO<sub>2</sub> (Tg)</b>	30	31	30	23		26

Source: Ontario Hydro Data Provided to the Committee

### Findings

The proposed increased reliance on fossil fuels is of serious concern to the Committee. NAOP significantly increases fossil related emissions, at least for the next few years. These emissions will continue for a much longer period of time if the Bruce Station A and Pickering Station A are not returned to service. A different lay-up and recovery schedule for the nuclear units may alleviate this concern, particularly in light of the commitments made by the Government of Canada in December of 1997 at the Climate Change Conference ("The Third Conference of the Parties to the Framework Convention on Climate Change") in Kyoto, Japan.

Also, the Committee notes that Ontario Hydro has recently issued a request for proposals for energy efficiency projects during the period 1998 to 2000. Ontario Hydro's economic evaluation of conservation and energy efficiency projects should consider the significant environmental benefits of avoiding the emissions from fossil-fuelled generation alternatives.

### Recommendations

14. The Minister of Energy, Science & Technology should ensure that Ontario Hydro rigorously evaluate all possible options and the corresponding financial and environmental impacts with a view to serving the long term best interests of the Province and the environment. Further implementation of NAOP and the Corporation's

business plan must be flexible and more specifically address environmental concerns.

15. The Minister of Environment should ensure that Ontario Hydro's implementation decisions comply with all environmental legislation, policies, and standards. As well, Ontario Hydro should seek to minimize its emission levels through cost effective conservation measures and alternative energy sources. The potential environmental impacts over the life of NAOP and beyond should be identified.
16. Ontario Hydro should evaluate access to existing generation which creates less emissions and is financially competitive.
17. Ontario Hydro should aggressively promote cost-effective energy conservation as a further means of reducing environmental emissions.

## **B2. COMMUNITY IMPACT**

### **Discussion**

If NAOP is implemented, it contemplates the closure of three reactor units at the Bruce Nuclear Power Development (Bruce site), four units at Pickering and a significant transfer of staff to the remaining operating units. The closure of the Heavy Water Plant at the Bruce site has already occurred.

Residents of the Pickering and Darlington communities expressed concerns regarding safety and community relations issues. The Bruce communities depend heavily upon Ontario Hydro as the major employer and will be severely affected by the changes at the Bruce site.

If NAOP is implemented as presently planned, the Bruce site will lose 1,726 jobs between 1997 and 2002, with 1,602 of those jobs being lost in the first two years of the implementation of the program. Local government and community organizations have estimated that an additional 995 secondary jobs will be lost. Additional impacts include significantly reduced real estate values, reduced municipal taxes, impacts upon personal disposable income, and further job impacts in support and tertiary sector areas.

Deputations were made to the Committee from all segments of the communities. Union members, municipalities, local industry, developers and local citizens unanimously supported the continuation of the Bruce site in their community. There was an unequivocal statement of willingness by these communities to continue to host nuclear operations at the Bruce site.

The Committee received evidence that there is one or more private sector consortiums which have expressed an interest in completing the refurbishing of units at the Bruce site. This would likely involve a close relationship between Ontario Hydro, its employees and private sector companies.

The Committee heard about the willingness of all involved, particularly the unions, to be flexible in order to save as many jobs as possible. The Power Workers Union, The Society of Ontario Hydro Professional and Administrative Employee's and other union representatives made it clear that they would work with Ontario Hydro and/or third party private entities to protect the jobs within the communities. They would support changes to various union agreements with Ontario Hydro in order to assist with this transition.



Mr. Farlinger, Chair of the Board of Ontario Hydro, indicated that NAOP is flexible and Ontario Hydro will review NAOP on an ongoing basis. Any decisions regarding unit lay ups will have to be made on a sound business case basis.

Mr. Andognini, Executive Vice-President and Chief Nuclear Officer of Ontario Hydro, indicated that a lack of qualified staff posed difficulties in operating more than 12 units successfully. The final determination regarding the impact of NAOP on the Bruce site will be made in 1998.

### **Findings**

The Committee concludes that the Bruce communities will be significantly affected if the three Bruce A nuclear units are placed in lay-up as presently planned.

### **Recommendation**

18. **That as Ontario Hydro completes its assessment of NAOP, it carefully and fully investigate alternatives to the lay-ups, and is mindful of the impacts on the Bruce communities while at the same time respecting fiscal and safety priorities. In particular, Ontario Hydro should assess opportunities with the private sector to undertake the required refurbishment of Bruce Generating Station A.**

## C. REGULATORY MATTERS

### C1. THE ATOMIC ENERGY CONTROL BOARD

#### Discussion

#### **Regulation of Atomic Energy**

Constitutionally, atomic energy issues are regulated by the Federal Government. Such regulation is administered through the Atomic Energy Control Board (AECB).

Ontario Hydro's non-nuclear assets and operations are the constitutional domain of the Ontario Government. The Ontario Government also has legislative power over the nuclear assets from a business and operational point of view. This power, however, must be distinguished from the AECB's power to regulate the field of nuclear energy generally. As the Ontario Government cannot directly regulate nuclear safety issues, it must rely heavily upon the AECB to carry out this critically important role.

The *Atomic Energy Control Act* originated in the post World War II era when nuclear energy was emerging and was considered a national security issue. The *Atomic Energy Control Act* is only nine pages long, is vague and leaves broad discretion in the hands of the AECB. It does not include modern regulatory enforcement tools such as the power to levy substantial fines. The maximum penalty for failing to comply with the Act or regulations under the Act is \$10,000.00. Modern regulatory legislation provides a range of compliance and enforcement tools.

The Committee notes that the recently passed, but not yet proclaimed, *Nuclear Safety and Control Act* is a long overdue update of the *Atomic Energy Control Act*. Under the *Nuclear Safety and Control Act* the AECB will be replaced by the Canadian Nuclear Safety Commission. The Canadian Nuclear Safety Commission will have a mandate to establish and enforce national standards in the areas of health, safety and environmental consequences of nuclear activities.

The *Nuclear Safety and Control Act* is expected to develop a transparent process, which will be codified through detailed regulations. Draft regulations for the NSCA have yet to be publicly circulated. The new Act advances enforcement powers of compliance inspectors and the penalties for infractions into line with current legislative practices. This will enhance the tools available to the regulator. The new legislation and regulatory scheme represents an opportunity for the Federal Government to address issues which are raised in this report which fall within the Ontario Government's jurisdiction.

## **Regulation of Ontario Hydro**

The AECB began to notice a failure to adhere to safety standards at the Bruce site in 1985. The AECB inspections of OHN facilities in 1989 found that operational and management practices had declined to the point where corrective action was required. Unfortunately, the successive attempts of Ontario Hydro to address the problems at OHN facilities (see Section A2, Nuclear Asset Integrity) did not result in resolution of the problems.

A number of major design and operational changes resulting from the AECB actions are pointed to by the AECB as further evidence of the problems being encountered with Ontario Hydro's nuclear facilities.

In the evidence presented to the Committee, the AECB representatives stated that:

- The AECB has been dissatisfied with Ontario Hydro's inability to adhere to safety standards for some time.
- Ontario Hydro had agreed with the AECB on numerous occasions that adherence to standards must be improved to avoid the continued downward trend that would inevitably result in nuclear unit closings if left uncorrected.
- Successive Ontario Hydro Boards had developed several plans to address the AECB's concerns, but each plan failed.
- Ontario Hydro's early responses to the problems appeared to focus on corporate reorganization and various plans but did not examine the root causes of the declining performance.
- Historically, there has been a need to develop more precise methods to measure performance, both of management and of standards of operation and maintenance.

The Committee notes that the present Board of Ontario Hydro has recognized these problems and is taking steps to respond.

The Committee was provided with copies of correspondence from the AECB to Ontario Hydro commencing in 1989 in which the AECB expressed repeated concerns regarding the state of affairs with OHN operations.

On November 4, 1991 the President of the AECB, Dr. René J. A. Lévesque, the Chairman of Ontario Hydro, Mr. Marc Eliesen, and the Vice-President of Nuclear Operations at Ontario Hydro, Mr. Elgin Horton met. The AECB expressed frustration with the performance of all stations and the fact that, despite the apparent efforts of Ontario Hydro to improve performance, the plants seemed to continue to deteriorate. At that meeting, Mr. Horton expressed "his own frustration and also humiliation at the poor performance of the nuclear stations". Mr. Eliesen, "showed determination to correct the situation". Mr. Eliesen, like many others, was ultimately unsuccessful.

Despite the 1991 meeting and subsequent communications between Ontario Hydro and the AECB, the situation continued to deteriorate without significant steps being taken by the AECB to threaten action, such as a license revocation, until December 1996. At that time the operating licenses for the Pickering Generating Stations were renewed for a period of only 6 months. This particular action followed a long period during which the AECB had made Ontario Hydro repeatedly aware of concerns with respect to effective margins of safety at that site.

### **Findings**

The Committee is not satisfied with the regulatory relationship between the AECB and OHN. The AECB tolerated safety infractions over several years. The AECB must follow up with the enforcement of its own recommendations in a more timely manner.

The vagueness of the *Atomic Energy Control Act* contributes to uncertainty regarding the role of the AECB. The AECB has chosen to limit its role essentially to safety issues, while assuming no mandate over larger operational issues. It is difficult, in the absence of a codified practice or process, for the Committee to distinguish when operational issues may or may not relate to safety issues. Given the evidence of Ontario Hydro staff and the results of the IIPA, it appeared to the Committee that operational concerns were often linked to longer-term safety concerns.

The relationship between Ontario Hydro and the AECB appears to be loose and informal. The Select Committee finds that a more formal approach to the regulation of nuclear operations is necessary to ensure safety standards are transparent, consistently applied and readily understood by the public. In particular, there is a strong need for a standardized investigation and reporting practice to be instituted by the AECB, to be applied equally and objectively to all nuclear facilities.

### **Recommendations**

19. The AECB staff reported that they were developing safety benchmarks for each of Ontario Hydro's nuclear units. The Committee commends this initiative and urges the AECB to ensure that this initiative is completed as soon as possible. Such benchmarks must be transparent and understandable to the public and affected communities.
20. The AECB should develop a report card system, to be issued by the AECB on a semi-annual basis, which reviews and rates nuclear performance and safety at all nuclear facilities. Report cards must be concise and understandable by the public, and provided to affected communities and to the Minister of Energy, Science & Technology.
21. The AECB should develop nuclear performance and safety assessment techniques, in order to standardize and improve investigation and reporting practices. Standards utilized in other jurisdictions, such as those developed by World Association of Nuclear Operators (WANO) or the Institute of Nuclear Power Operators should be assessed for adaptation in Canada.
22. The Committee urges the Federal Government to review the enforcement policies and practices of the AECB to develop a more aggressive role for the regulator. At a minimum, the AECB should set and enforce deadlines for significant actions which are required to be complied with by nuclear plant operators.
23. The Ontario Ministry of Energy, Science & Technology should participate in the development of the *Nuclear Safety and Control Act* regulations to achieve a transparent, objective and codified process for the regulation of nuclear safety.



## **C2. THE ONTARIO ENERGY BOARD**

### **Discussion**

Under the existing provincial legislation, the Ontario Energy Board (OEB) reviews electricity rates that are proposed by Ontario Hydro. The OEB does not deliver a binding report or finding. It only makes recommendations to the Minister and to the Board of Ontario Hydro.

The Ontario Government's White Paper *Directions for Change* proposes that the OEB be provided with the power to directly regulate the activities of Ontario Hydro and its successor organizations and other companies engaged in electricity sales. It is not clear at this time what powers the OEB will be granted.

### **Findings**

The only provincial regulator with expertise in the electricity industry has no real regulatory powers over Ontario Hydro. There is a need to accelerate the increased mandate contemplated for the OEB so that the OEB's independent review process can be brought to bear as quickly as possible over Ontario Hydro, its successor corporations and any other electricity suppliers.

The Committee recognizes that there are jurisdictional limits to the regulation of issues associated with nuclear generation, but there are also regulatory opportunities which should be explored.

### **Recommendations**

24. During the transition period, the Ministry of Energy, Science & Technology should clearly define the OEB's scope of responsibility over Ontario Hydro, its business operations and nuclear issues generally, as well as the general rate setting responsibilities. The OEB must have the authority to enforce effective regulation of Ontario Hydro.
25. In planning for the arrival of competition, The Minister of Energy, Science and Technology should clearly define in legislation the authority and responsibility of the OEB over Ontario Hydro successor companies and other entrants to the electricity market. This authority should be delegated to the OEB as soon as possible, in concert with other necessary legislation or self-regulation as contemplated by the White Paper.

### C3. THE RELATIONSHIP OF ONTARIO HYDRO TO THE ONTARIO GOVERNMENT

#### Discussion

The relationship between Ontario Hydro and the Ontario Government is set out in the *Power Corporation Act* (the Act). The Act gives both the Ontario Government and Ontario Hydro powers with respect to the operation of Ontario Hydro.

The primary power of Ontario Hydro to carry on business is set out in section 63 of the Act. This section provides Ontario Hydro with the power to do all things necessary, usual or incidental to the furtherance of the generation, transmission, distribution, supply, sale and use of power and the obligation to serve the electricity users of Ontario.

This general power can be limited as the Minister may issue policy directives, as approved by the Lieutenant Governor in Council. Once issued, the Ontario Hydro Board of Directors shall ensure that policy directives are implemented promptly and efficiently.

The general power to carry on business is also affected by the mandatory requirement for a memorandum of understanding between Ontario Hydro and the Minister. Since November, 1989 there has been a requirement that Ontario Hydro and the Minister enter into a memorandum of understanding every three years.

In addition to legislative mechanisms, informal mechanisms such as the non-voting position of the Deputy Minister of Energy on the Board of Ontario Hydro and regular briefings by Ontario Hydro to Energy and Finance Ministry officials are intended to provide for further levels of discussion with the Ontario Government.

With respect to NAOP, on August 11, 1997 the Minister of Environment and Energy wrote to the Chairman of Ontario Hydro. The Minister requested that "all options will be thoroughly evaluated and assessed by the Board before decisions on a full recovery strategy are taken".

The Board of Ontario Hydro met on August 12. At that time, the Board received the IIPA, and decided to proceed with NAOP.

The evidence of Board Members' James Bullock and David Kerr was that they had not received the Minister's letter at the Board meeting. However, they were satisfied that the Board's debate did canvas all options before reaching a decision.

The evidence of Ontario Hydro was that the August 12 Board decision to proceed with NAOP was a planning decision. The final decision will not occur until the 1998 business planning cycle is complete. At that time, the analysis of all options will have been completed, and documented.

### **Findings**

The Committee finds that the existing mechanisms for accountability are inadequate. There is a need for more effective mechanisms for direct and immediate accountability to the shareholder, the Ontario Government. This will be particularly important for the corporate successors to Ontario Hydro as envisioned in the White Paper, given the closer relationship that is contemplated between the Ontario Government and those corporations.

### **Recommendations**

26. **Ontario Hydro's reporting requirements to the Ontario Government should include reporting to the Minister of Energy, Science & Technology, the Minister of Finance, and the Minister of the Environment.**
27. **A detailed and specific Memorandum of Understanding should be entered into between Ontario Hydro's successor companies and the Ontario Government, which will establish specific duties and responsibilities for the Boards of Directors and certain officers of the Corporations.**
28. **During the transition stage, the Minister of Energy, Science & Technology and the Minister of Finance should clearly establish the role and expectations for Ontario Hydro and ensure that major environmental, safety and financial decisions are continually reviewed throughout the implementation period by Ontario Hydro before such decisions are implemented.**

## C4. EMERGENCY PLANNING

### Discussion

The Ontario *Emergency Plans Act* is administered by the Solicitor General of the Ontario Government. "Emergencies" are defined under the legislation as a situation that "constitutes a danger of major proportions to life or property". The legislation provides for various mechanisms through which planning is undertaken to respond to such emergencies.

Under this legislation, the following plans have been developed which are specific to Ontario Hydro:

Part I - Provincial Master Plan

Part II - Pickering Nuclear Generating Station

Part III - Bruce Nuclear Power Development

Part VII - Darlington Nuclear Generating Station

The master plan outlines the essential elements of emergency planning, such as the governing principles, policies, organizational structures and responsibilities for nuclear emergencies. The specific plans apply these elements to each site. Each major organization involved in planning (provincial ministries, municipalities, Ontario Hydro, etc.) develops its own organization plan to carry out the role, responsibilities and tasks assigned to it under the site-specific and provincial plan.

The essential assumptions behind these plans are that each organization is meeting its site-specific responsibilities, employs excellent communications and effectively co-ordinates with affiliate organizations identified in a plan.

The IIPA concluded that for each of the Bruce, Pickering and Darlington sites, emergency preparedness was "Below Standard". "Below Standard" means that performance is below industry standards and generally produces marginal results. Increased management attention is needed to improve performance.

The Ontario Hydro Emergency Operations Centre has been criticized in the IIPA as being understaffed and lacking resources to maintain excellence of operations. The IIPA states that a recent corrective plan called EPICS (Emergency Preparedness Information and Communication Strategy) is "nowhere near completed" and no interim measures have been adopted to improve communications until EPICS is complete.

The Committee has heard the evidence of Mr. Dick Joyce, the Emergency Response Co-ordinator for the Bruce site; Rick Pensell, the Town of Pickering Fire Chief; and Tom Quinn, the General Manager for the Town of Pickering. These witnesses reviewed issues surrounding fire and emergency response. Tom Quinn testified that, while Ontario Hydro has carried out certain of its obligations, the Corporation has not appeared to put into action emergency plans that have been prepared.

The Committee also heard evidence from concerned citizens with respect to the lack of information that was supplied to the community in possible emergency situations. It was apparent, from past incidents, that communication between organizations responsible for emergency planning has not been effective.

On behalf of Ontario Hydro, Mr. Ferguson, Vice-President, Technical Support, OHN testified that in response to IIPA, Ontario Hydro will be spending approximately \$151 million to upgrade OHN facilities. These upgrades include matters such as emergency planning, emergency response, fire prevention and suppression.

### **Findings**

Anything less than "excellent" performance ratings for emergency preparedness are unacceptable. The poor communications that have occurred, particularly with communities around the Pickering facility, are not acceptable.

The Committee supports the corporate direction that Ontario Hydro is now following in response to the IIPA.

### **Recommendations**

29. That Ontario Hydro achieve excellent performance ratings for emergency preparedness at each nuclear facility. Ontario Hydro should target 1999 as the deadline for achieving excellent ratings.
30. That the Ministry of the Solicitor General work with Ontario Hydro to improve their coordination of emergency preparedness, both on and off-site, and better define the role of the Ontario Government.
31. That the Ministry of the Solicitor General meet with affected communities and relevant organizations around each nuclear facility to ensure the emergency planning organizations achieve certainty



regarding their roles and responsibilities. The roles and responsibilities should be clear and understandable to the general public. The Solicitor General should also forward those results to the Minister of Energy, Science and Technology and the Minister of the Environment.

32. That Ontario Hydro regularly brief all upper and lower tier councils and communities around each of the nuclear facilities as to the Corporation's efforts as it moves to achieve excellent performance ratings for emergency preparedness.

## **C5. FIRE PREVENTION AND RESPONSE**

### **Discussion**

Fire prevention and response involves four potential parties: Ontario Hydro, the AECB, local fire departments and the Ontario Office of the Fire Marshal (OFM).

The Committee heard considerable evidence regarding fire response. This involves the coordination of local fire departments with Ontario Hydro fire fighting resources, once a fire has been identified. While the Committee did not receive detailed evidence on this issue, it is satisfied, subject to the comments raised on fire response in the IIPA, that local fire departments and Ontario Hydro have coordinated their resources.

The evidence regarding fire prevention was considerably different. The concerns raised in the IIPA are numerous (see IIPA Summary in the Appendices of this Report). While viewed as being “Below Industry Standards” on the IIPA benchmark scale, fire prevention systems were assessed as generally producing the desired results.

The AECB has some regulatory authority regarding fire prevention, as it relates to nuclear safety. The AECB does not have permanent technical fire prevention staff, but engages fire prevention staff as required.

Jim Coulson and Joshy Kallungal testified on behalf of the OFM. Their evidence is that as nuclear safety is a federal matter, the OFM has no jurisdiction over nuclear facilities. The OFM has never been requested to provide its expertise to Ontario Hydro, even though it is the provincial regulator of such issues and routinely provides advice to Ontario Government agencies and municipalities and has the largest body of fire related expertise.

Legal Counsel to the Committee advised the Committee that the Federal Government may delegate or coordinate administrative regulatory responsibilities through memoranda of understanding between the Federal Government and provincial agencies. The relationship which may exist under such a memoranda can include offering technical advice or even delegating inspection responsibilities. Alternatively, there is a body of law in similar regulatory circumstances to support the OFM as a provincial agency requiring Ontario Hydro to evaluate and report regarding certain matters. However, neither of these options exist in the present relationships between the OFM and the AECB.

### **Findings**

The Committee is very concerned with what appears to be divided jurisdictions between the OFM and the AECB. The OFM has considerable expertise that should be applied to Ontario Hydro fire prevention issues.

The Committee is concerned that existing fire prevention systems do not achieve the standards expected of a nuclear generating station. The Committee supports the decision by Ontario Hydro to establish a comprehensive Fire and Emergency Response Plan to address fire prevention and related systems issues. Deficiencies should cease and the best possible advice regarding fire prevention should be received by Ontario Hydro. The Committee is also of the view that increased, independent supervision of fire prevention is appropriate. As noted in the IIPA, in the United States, at some specific stations, fire is the dominant contributor to the frequency of reactor core damage.

### **Recommendations**

33. The Ontario Government should require Ontario Hydro to co-ordinate and improve its fire prevention activities in concert with local fire departments, the OFM and the AECB.
34. The OFM should explore with the AECB all means of clarifying and reducing the jurisdictional limitations so that the OFM can increase its role over fire prevention at nuclear generating stations.
35. That the Ontario Government work with the OFM to increase the OFM's role with fire prevention at nuclear generating stations.

## D. ELECTRICITY SECTOR RESTRUCTURING

### Discussion

The electricity sector in North America is in the throes of major restructuring and deregulation. Anticipating the need for market reform, the Ontario Government established an advisory committee to study and assess the options for phasing-in competition in Ontario's electricity system. In June, 1996 the *Advisory Committee on Competition in Ontario's Electricity System*, chaired by the Honourable Donald S. Macdonald, tabled its Report. The Report makes a number of recommendations with respect to the generation, transmission and distribution of electricity in Ontario, the structure of successor companies to Ontario Hydro and offers advice to the Ontario Government on managing the transition to a competitive marketplace for electricity.

Having considered the recommendations of the Macdonald Report and after extensive consultation with stakeholders, The Honourable Jim Wilson, Minister of Energy, Science and Technology set out the Ontario Government's policy direction in the White Paper "*Direction for Change*", released on November 6, 1997. The Ontario Government's plan for electricity sector reform includes:

- the introduction of full wholesale and retail competition in the year 2000
- establishing an Independent Market Operator (IMO)
- separating regulated monopoly "wires" operations from competitive generation and retail businesses in the electricity sector
- placing the generation assets of Ontario Hydro into a new company, and
- empowerment of the Ontario Energy Board to protect consumers and to assist in the transition to competition.

### Findings

The Ontario Government's plan is consistent, for the most part, with the policy direction of the Macdonald Committee Report and the Ontario Government has set out an ambitious legislative and regulatory timetable. "*Directions for Change*" has been well received by stakeholders as the plan recognizes that early progress towards competitive markets in electricity is in the best interests of Ontario consumers.

As the work of the Select Committee began, it was anticipated that the Ontario Government's White Paper on electricity sector restructuring would soon be available to help establish the context for the Committee's review of NAOP expenditures. As it happened, "*Directions for Change*" was released about two thirds of the way through the Committee's mandate. The Committee notes that

the Ontario Government is establishing a number of consultative processes over the next two years, including the Market Design Committee and a stranded asset study. Given the significance of electricity sector restructuring to the people of Ontario, the Ontario Government might consider, as part of its consultations, a process for public input by a Committee of the Legislative Assembly.

The Ontario Government White Paper proposes to establish an Independent Market Operator (IMO). The proposed IMO would be a new, non-profit crown corporation with a mandate to run an electricity exchange, dispatch power on least cost bids and arrange financial settlements. Prior to the start of competition in 2000, the Ontario Government also proposes to establish an interim market for replacement power. To assist the Ontario Government in the formation of the IMO and the interim market, a Market Design Committee will be established. The Market Design Committee will provide a formal mechanism for electricity sector participants to advise on the development of the competitive market for electricity.

The Select Committee believes these transition agencies and mechanisms are critically important to the accomplishment of the Ontario Government's objectives and timetable. They are required as well to assure market participants that Ontario Hydro and its successor companies will not have undue influence in the design and operation of the market. It is essential that all participants view the process as fair and transparent.

The Committee believes that the proposed expanded powers for the Ontario Energy Board (OEB) are essential to protect consumers from the exercise of monopoly power in the electricity sector. The Committee also understands that the OEB, given its experience in the deregulation of the natural gas industry, is an appropriate authority to help guide the transition to competition in electricity. At the same time, the Committee raises the caution that a competitive marketplace needs the opportunity to evolve. Over-design and central control can frustrate market participants and deny consumers the benefits of lower prices, customer choice and innovation in products and services.

As the corporation is presently structured, it is ill-prepared for competition. With a debt/equity ratio well in excess of 90%, further equity write-offs to come and operating losses forecast in the short term, the Corporation has little financial flexibility and must rely on the Ontario Government to relieve it of its debt burden. A portion of Ontario Hydro's existing debt could be "stranded" once competition arrives. Price levels and market share, among other variables, will determine the revenues available to Ontario Hydro successor companies to cover operating expenses, make interest payments and reduce borrowing requirements. Ontario Hydro estimates put the amount of debt potentially stranded in the range of \$10 to \$21 billion.



The Select Committee believes that the decisions with respect to the allocation of existing debt to Ontario Hydro successor companies and the determination of the method of stranded debt recovery are among the most critical of decisions to be made in the transition to competition. The Committee notes that the Ontario Government has contracted with Dr. Bryan Purchase from Queen's University to study and report on the issue.

### **Recommendations**

- 36. The Minister of Energy, Science & Technology should quickly establish the mandate and membership of the Market Design Committee.**
- 37. As an early priority, the Market Design Committee should make recommendations on the governance structure of the IMO, integrating lessons learned from the operation of the interim power market.**
- 38. The Market Design Committee, stakeholders and independent experts should be invited to give advice to the Minister of Energy, Science & Technology on the regulatory framework.**
- 39. The role of the OEB in supporting the market transition should be well defined.**

## **APPENDIX 1 - Terms of Reference, September 22, 1997**

That a Select Committee on Ontario Hydro Nuclear Affairs be appointed

To consider and report on the Nuclear Performance Advisory Group's Independent Integrated Performance Assessment from the perspective of the performance and reliability of Ontario's nuclear facilities; and, in particular:

to examine the Atomic Energy Control Board Report on the findings of the Independent Integrated Performance Assessment and to make recommendations on safety principles relating to training and implementation plans;

to examine the costs and environmental impacts of the nuclear recovery strategy, including:

- Ontario Hydro's financial justification of its nuclear recovery strategy;
- the economics and viability of alternative supply options; and
- Environmental impacts of specific components of recovery and means to address and mitigate these impacts; and

to examine any other matters that the Committee considers relevant to the above terms of reference;

That the Committee present a final report by December 1, 1997, or on a date to be determined by the Committee, provided that if the House is not sitting the Committee have authority to release its reports by depositing copies with the Clerk of the Assembly and upon the resumption of the sittings of the House the Chair of the Committee shall bring such reports before the House in accordance with the Standing Orders;

That the Committee have authority to meet at the call of the Chair;

That the Committee have full power and authority to employ Counsel and such other personnel as may be deemed advisable and to call for persons, papers and things and to examine witnesses under oath; and

That the said Committee be composed of the following members:

Mr Shea (Chair), Mr Kwinter (Vice-Chair), Mrs Johns, Mr Galt, Mr O'Toole, Mrs Fisher, Mr Conway and Mr Laughren.

Ontario  
Legislative  
Library



Bibliothèque de  
l'Assemblée législative  
de l'Ontario

Legislative Research Service  
Room 2520, Whitney Block  
99 Wellesley Street West  
Toronto, Ontario M7A 1A9

(416) 325-3675  
(416) 325-3637  
(416) 325-3696 Fax

Service de recherches  
Bureau 2520, édifice Whitney  
99, rue Wellesley ouest  
Toronto (Ontario) M7A 1A9

(416) 325-3675  
(416) 325-3637  
téléc. : (416) 325-3696

F 540,1/97-98

## SUMMARY OF PROCEEDINGS \*

---

Prepared for:

Select Committee on  
Ontario Hydro Nuclear Affairs

Prepared by:

Lewis Yeager and Anne Marzalik  
Research Officers  
Legislative Research Service

December 3, 1997

- \* Projects prepared by the Legislative Research Service are designed in accordance with the requirements and instructions of the Committee making the request. The views expressed should not be regarded as those of the Legislative Research Service or of the individual preparing the project.



## CONTENTS

INTRODUCTION	1
WHAT HAPPENED?	1
INDEPENDENT INTEGRATED PERFORMANCE ASSESSMENT (IIPA)	2
Operations	2
Maintenance	2
Training	3
Engineering	3
Emergency Preparedness	3
Finances	4
Regulation	4
ONTARIO HYDRO RESPONSE PLAN (NAOP) AND ALTERNATIVES	5
General Issues	5
Environmental Issues	10
Community Impacts	11
Costs	12
SAFETY	13
ADDITIONAL MATTERS	16
Power Planning Issues	16
Hydro Board-Related Issues	19
The Culture	19
Stranded Debt	20
WITNESSES	21





## INTRODUCTION

This summary of witnesses' recommendations and comments has been prepared to assist members of the Select Committee on Ontario Hydro Nuclear Affairs in their review of issues facing the Committee and subsequent preparation of their report. In addition to hearings held in Toronto during October and November 1997, the Select Committee also held public hearings in Kincardine on October 29 and 30, and in Oshawa on November 5. As well, the Committee visited the nuclear power developments at Bruce, Pickering and Darlington.

Recommendations from presenters are organised under headings which describe the main topics and issues examined by the Select Committee. More general comments and recommendations appear toward the end of the summary. Information from written briefs sent to the Committee are also included within time constraints.

Witnesses (organisations and individuals) are identified by acronyms. A list of these is found at the end.

This summary is not intended to be a complete record of proceedings. For the full range of information and opinion provided by witnesses and submitted briefs, Hansard and the original briefs may be consulted.

## WHAT HAPPENED?

As a regulated monopoly, Ontario Hydro lacks incentive to be innovative, it lacks a focus on customers, it is averse to risk and it ignores market discipline, which keeps a downward pressure on costs and prices.

(OMA)

Darlington should not have been built. There was excess capacity. The stopping and starting of the construction caused delays and cost escalation. A second problem which was not cited in the IIPA was the decision by Hydro to downsize. Packages were offered across the board to employees.

(Eliesen)

Hydro got caught up in trying to manage the rate freezes by squeezing OM&A.

(PWO)

The inability to turn around the situation at Hydro was not due to a lack of resources. From 1986-1990, funds for nuclear were increased. The problem of aging in a nuclear plant has never been encountered before. In support of this position, it was noted that in 1988-1989 only 5% of the plants in the world had reached the midpoint of their life span. There was a failure to recognize that the plants were aging and that they required a different kind of operating and maintenance program. Additionally, the A plants at Pickering and Bruce were

first generation CANDUs, which had defects like pressure tubes and metallurgy corrected in later designs.

(Franklin)

75% of issues in IIPA relate to human performance; insularity, loss of focus, Hydro “believed its own headlines.”

(Kupcis)

Ontario Hydro grew at a time when the only way to build electrical generation was through large mega-projects, with government funding, so if a mistake was made, the company would still be around. The technology is now such that you do not need mega-projects to satisfy that same demand. Additionally, electricity demand used to be a multiplier of GDP; now the demand is less, probably closer to GDP. Therefore, there is no point second guessing what happened in the past because the circumstances are different.

(AMPCO)

CANDU is a superior technology. The current “management” problems at Hydro were caused by overzealous downsizing by Maurice Strong.

(Bethlenny)

## **INDEPENDENT INTEGRATED PERFORMANCE ASSESSMENT (IIPA)**

### **Operations**

Operators need to have a “questioning” attitude.

(Ahearne)

The plant manager is the most important person for good nuclear performance.

(Ahearne)

It takes a large commitment to discipline to run nuclear reactors.

(Ahearne)

In the IIPA report, we rated the nuclear plants as acceptable to operate, albeit at the low end of the acceptability range. We found that Ontario Hydro’s nuclear assets have deteriorated over the years without proper attention in fundamental areas including maintenance and design control. Further, they have not kept pace with upgrades in world nuclear standards.

(Andognini)

### **Maintenance**

From 1986 to 1990 funds provided for the operating budgets of the nuclear division more than doubled. There was not a reduction in maintenance to compensate for the impending rate escalation caused by Darlington.

(Franklin)

The Central Maintenance Service at the Bruce NPD should be utilized by Ontario Hydro for manufacturing and repair of as much equipment as possible for all its facilities.

(Bruce)

CANDU is a solid, robust design.

(Ahearne)

The backlog of maintenance is due to the inadequate staffing levels, which Hydro has known about for some time. This becomes more of a problem as the plants become older and more maintenance is required. The Union had identified the training and maintenance issues some time ago.

(PWU)

Correcting the problems we have identified will be difficult. For example, we had to change the fundamental infrastructure of the organization from one with an "engineering and construction" focus to one of an "operations and maintenance" focus.

(Andognini)

The worst management decision was to invest in the technology in the first place, which is unsafe, and experimental.

(EP)

## **Training**

We recommend that the Western Training Facility at the Bruce NPD be used for the training proposed by NAOP. This would help to reduce the impact on the economy of the area, and help to stabilize the real estate market.

(Bruce, SBIAC, Diamond)

## **Engineering**

CANDU is a significant Canadian technical and engineering achievement. The Committee should mandate that all necessary steps are taken to preserve our Canadian heritage.

(Sutton, Abdelmessih)

Design and engineering workers as a group, were entirely separate from operations and maintenance, and the culture of the two groups was very different.

(Franklin)

## **Emergency Preparedness**

Concern that the direction we are going, with respect to emergency response capability, is not in the best interest of nuclear safety, employee safety or environmental safety.

(Martyn)

The emergency crews at Bruce A are trained and qualified. At this site there are 4 municipal fire chiefs and many other volunteer firefighters. A great deal of emphasis is placed on fire prevention. The Hydro Emergency Response teams receive a lot of training each year, out of the Hydro training center. If the recovery moves ahead and 1700 people are moved from the Bruce site, this will affect the municipal fire department, and the local emergency response capabilities.

(Cumming)

## Finances

Niagara Falls is on the books at about \$100,000. If you figure out the cost of replacement fuel for Niagara Falls, its value would be substantially more and therefore Hydro isn't insolvent.

(Eliesen)

## Regulation

Strict regulatory oversight of the management of Ontario Hydro is essential if residents and the government are to have any confidence that Hydro is acting responsibly in the public interest.

(CAC)

The nuclear regulatory side in Canada has been relatively "invisible."

(Ahearne)

Ontario should have its own nuclear oversight mechanism.

(Ahearne)

As the regulatory body for nuclear safety, the AECB should be formally requested to opioniate on any/all OHN recovery strategies.

(SBIAC)

There are some positive aspects to the Hydro rate review process, if we accept the theory of "second best."

- It gives stakeholders a forum to question Hydro's management about forward plans and rate changes;
- It provides the only regular independent public review of Hydro operations;
- Analysis has demonstrated that the OEB's rate recommendations have at times been heeded by the Hydro Board and had a moderating impact on rate increases, at least during the 1980s; and
- The OEB believes that the overall benefit to cost of the Hydro reviews has been positive.

(OEB)



The first, and essential step, is to amend the *Ontario Energy Board Act* to make Ontario Hydro subject, in all respects, to the regulatory supervision of the OEB.

(CAC)

The annual timing of Ontario Energy Board's hearing process needs to be better synchronized with Hydro's planning and financial processes.

(OEB)

OEB's powers should have teeth and Hydro should be obliged to comply with the Board's rulings.

(CH)

The AECB, and the provincial and federal regulatory agencies should pool their expertise and resources to resolve the current nuclear problems.

(BIIC)

An independent auditor for Ontario Hydro should be established, along with an independent review panel to monitor restructuring.

(Morgan)

## **ONTARIO HYDRO RESPONSE PLAN (NAOP) AND ALTERNATIVES**

### **General Issues**

The public needs to be satisfied that NAOP is the best solution to the problems identified by the IIPA. The complexity of the issues, and their importance, requires a full public examination of the available alternatives and the costs and benefits of pursuing them

(CAC)

Ontario Hydro's nuclear recovery plan needs to be reviewed by an independent arms-length, internationally respected third party.

(OMA)

The seven "A" reactors should be decommissioned now, the remaining Pickering reactors should be decommissioned in 2000, and the remaining reactors should be decommissioned in 2010. The \$8 billion earmarked for the NAOP should be used to set up a fund for energy conservation and alternatives. Hydro should be required to place \$2.6 billion into a special fund for decommissioning.

(EP)

Does the NAOP address goals or targets to not only improve standards and quality of nuclear operations up to an acceptable level, but address nuclear asset longevity or preservation?

(Hallatt)

With a promising economic outlook, what future power development plans are in place with what appears to be a future need on behalf of the province?

(Hunter)

The Bruce 'A' reactors should be made operational.

(Kincardine, Bruce, Bruce County, SBIAC)

Throughout Ontario, there are good sites for wind energy along the eastern shore of Lake Huron, and the northern shores of Lakes Erie and Ontario. The price for wind energy in the current environment, i.e. before the white paper, is eight to ten cents a kilowatt hour. Most governments in Europe are setting targets of 10% for alternate energy in the short term.

(CWEA)

Ontario Hydro should be allowed funds for one year to meet its increased fossil fuel costs. During the year the Ministry of the Environment should request bids from all interested parties who wish to sell power to their local municipal electrical utility or Ontario Hydro at a set rate. Feasible proposals should be given power contracts at these rates, plus inflation, for the next 10 years. Remaining capacity should be transferred back to Ontario Hydro with sufficient funds to bring needed reactors back on line. There are sufficient sources of non-utility generation to meet some of the 4,280 megawatts of generating capacity lost by the shutdown of the "A" reactors. The bulk of this capacity is hydroelectric or cogeneration. It is generally accepted that there are about 3,000 megawatts of cogeneration immediately available in Ontario. Another 4,000-6,000 megawatts could be developed over the next five years.

(HSPI)

Reconsideration should be given to the proposed long-term "dry lay-up" of the Bruce 'A' units, since this has never been tested in the CANDU system.

(SBIAC)

A solar industry should be developed in Ontario, as a complement to Hydro. However it would not be competitive with Hydro at \$.05 per kilowatt.

(EPVCC)

The Union disagrees with Hydro's plan to shut down the A units at Pickering and Bruce and the Heavy Water Plant at Bruce. Hydro's premise for laying up the reactors is a shortage of some 4200 workers, but, there has been no effort to see if these people are available. A proposal was put forward for an alternate plan whereby the A units at Pickering and Bruce will remain open. The Power Workers plan for Hydro is more economical and environmentally friendly.

Without nitrogen blanketing and trace heating, the Bruce Heavy Water Plant will be permanently damaged after the first frost. The plant has been abandoned by Hydro. An offer was made to the Committee for voluntary union labor to carry out the nitrogen blanketing, as well as funds to help pay for the trace heating. Hydro did not consult with the union on the NAOP.

(PWU, Wilson, I.)

The eight A reactors at Pickering and Bruce should be written off and the units permanently closed. The \$1.6 billion for the nuclear recovery should be financed outside the public purse, the nuclear assets should be depreciated over 25 years not 40, nuclear costs should not be capitalized, and decommissioning costs should be funded in an external account, Hydro should be broken up and customers should be able to buy a diversified mix of energy supplies from producers of their choice (e.g. industrial cogeneration, combined cycle gas fired, district heating).

(EP)

The main concern is that Hydro's industrial rates for electricity are not competitive. A price differential of 20-30% above the comparable rates in the United States was noted. A recommendation was made that an independent third party such as British Energy be retained to examine both the recovery plan and other options such as keeping the A units at Pickering and Bruce open, and possibly recruiting former staff to help in this process.

Hydro cannot legally pursue some of the options it has outlined, and should provide legal opinions to the Committee.

With regard to the financing, Hydro's ability to assess the cost or to make that kind of decision is in doubt. An independent assessment of Hydro's projections should be conducted. Purchases of fossil fuel to meet the recovery plan are outside the Province's control and this could drive up the cost of the NAOP. Hydro could use the current crisis to go ahead with spending that cannot be justified on economic grounds.

(AMPCO)

We support the nuclear industry and endorse the excellent piece of work recently completed by Ontario Hydro, i.e. the IIPA and the recovery plan.

(CNA)

To the employees, the PWU proposal saves money and minimizes environmental impact.

(Hergott)

There are viable supply-demand alternatives to the NAOP proposed by Hydro. Natural gas options represent the largest potential. They are viable both from an economic and environmental standpoint. The lead time to purchase a gas fired turbine is 12 months. The cost of a gas turbine is roughly \$1 million per megawatt. The cost of a large scale 200 megawatt plant would be approximately between three and three and a half cents per kilowatt hour based on a gas price of

\$3 per MCF. A large diameter pipe is about \$1 million per mile. Re-powering an existing nuclear facility makes sense.

(ONGA)

A public/private partnership should be recommended at Bruce to redevelop the A facilities. The NAOP is a plan to eliminate nuclear market share and fix up the fossil stations in anticipation of privatization.

(Morgan)

Shutting down the 7 nuclear units appears both unwise and imprudent. The alternative is to spend billions in replacement fossil fuel which is environmentally unfriendly. The Committee should delve deeply into these issues and question opponents to the plan.

(McLean)

Hydro's existing transmission and distribution system is inadequately maintained. This will limit the ability to bring in supply from neighboring utilities.

(CH)

From my work in the past, the minimum generation reserve that you required for Ontario was 23%. I would say that with the latest moves, you are way below that. From my findings at 20% generation reserve, you will get some rotating blackouts and a lot of brownouts. At 15% generation reserve, you will get a lot of rotating blackouts and a lot of brownouts.

(Wells)

The current situation at Pickering can be described as one of improvement in all aspects of the station's operations. The ability to revise and upgrade procedures has improved dramatically in the last few months. Other improvements can be attributed to increases in staffing.

(PWU)

I urge that outside expertise be utilized to address abusive union powers and to advise, audit, review and in key areas to approve internal administrative procedures. Budget estimates and economic analysis and justifications for plant repairs, modifications and upgrades along with projected revenues also will require close scrutiny. In case of disagreement, outside authority must prevail.

(Adamek)

The Ontario Hydro Board plan to shut down some of the reactors and focus on improving the remaining ones is a reasonable response to the situation. However, there is a danger of history being repeated unless the root causes of deterioration are identified and corrected. Reasons for failure to ensure adequate oversight should be further examined.

(Robertson)



The feasibility of hydrogen-water-oxygen-electricity loops should be examined in a pilot project which could be funded by the Sector Partnership Fund. One site where this could be tested is the Bruce Industrial Park.

(Medwell)

The Hydro Board of Directors does not have the expertise to question the technical basis for the judgments of the Nuclear Performance Advisory Group (NPAG) and did not take the time to have a third party independent technical review.

(AMPCO)

The Hydro Board should be strengthened as soon as possible with the addition of two new members with nuclear experience.

(AMPCO)

Consideration should be given to putting the nuclear assets into a separate company with its own Board of Directors.

(AMPCO)

The Committee should recommend that the Ontario Government seek an outside third party opinion on the adequacy and economy of the NAOP from a company such as British Energy.

(AMPCO)

The \$3 billion cost for replacement energy cannot be justified given that there are a number of strategies that should allow the manpower shortage to be managed. These strategies include:

- Redesigning the recovery program to be less labor intensive.
- Re-employing people with nuclear expertise who were encouraged to leave since 1993.
- Negotiating more flexible operating practices with the Power Workers Union.
- Increased use of external contractors.
- Hiring extra staff as required.

(AMPCO)

In justifying the closure of nuclear units for repairs or lack of resources, Hydro should make a separate business case for each unit, rather than making blanket decisions for all four units in each plant. For example a scenario of running units 3 & 4 at Bruce along with the four units in the B plants would allow the operating resources from Bruce unit 1 and the heavy water plant to be concentrated on the remaining six units.

(AMPCO)

Ontario Hydro should request private sector proposals for the rehabilitation of units requiring significant new capital investment.

(AMPCO)



## Environmental Issues

The implications of switching to coal and oil are a massive increase in air pollution. It is not necessary to invest large sums of money in nuclear, there are other more environmentally benign solutions such as windmills, and gas cogeneration. It is not necessary to reopen either Bruce or Pickering A, or to replace that source of electricity with coal.

(Greenpeace)

Presentations to this Committee have raised concerns regarding potential increases in emission of certain toxics including arsenic, beryllium, cadmium, chromium and lead. The Ministry of the Environment has regulatory standards for all these substances, which Ontario Hydro is required to meet.

(MOE)

The Ministry's *Acid Rain Regulations* require an overall sulphur dioxide emission cap for Ontario Hydro of 175,000 tonnes, and annual sulphur dioxide and nitrogen oxides emissions cannot exceed 215,000 tonnes. While still meeting their regulated limits, Hydro's projected sulphur dioxide emissions will be 170,000 tonnes in 1998, 171,000 tonnes in 1999, and 174,000 tonnes in 2000. This increase will potentially raise deposition of sulphate by ½ to 1% in central Ontario.

(MOE)

If one is to reduce emissions of greenhouse gases, nuclear generation must be retained as an option.

(Ahearne)

We recommend that the Select Committee request Ontario Hydro to provide it with an analysis of the economic costs and risks of a nuclear recovery strategy which is consistent with: a) Ontario's existing environmental regulations; b) existing agreements between Ontario Hydro and the governments of Ontario and Canada; c) the protection of public health; and d) Canada's international environmental commitments.

(OCAA)

The Select Committee should ask Ontario Hydro to provide it with an analysis of the economic costs and risks of an alternate strategy to meet its customers' energy service needs which does not include returning Pickering A or Bruce A or both to service. This strategy should be consistent with the environmental obligations noted above.

(OCAA)

Consumers in the province are willing to have a slight increase in rates if it means a cleaner environment. Significant gains can be made by focusing on energy conservation. The province should establish regulations for energy efficiency for both the gas and electric industries.

(CEEA)

The Ministry of the Environment should monitor and control radiation, shutdown the facilities if environmental standards are contravened, and take responsibility for decommissioning. These steps could be taken by a radiation protection authority.

(SACI)

Mr. Andognini's cost estimates of 2.5 and 3.5 cents per kilowatt-hour do not equal the total cost of returning the Pickering A and Bruce A units to service since they do not include costs associated with decommissioning, long-term waste fuel disposal or the financial, public health and environmental costs of replacement coal-fired generation.

(OCAA)

There is no reasonable alternative to nuclear reactors in terms of producing this amount of base load electricity within a reasonable time frame for the costs envisaged. We would strongly argue that there are significantly less expensive alternatives to shutting the reactors down while repairing them, both from an employment point of view and in terms of costs to energy consumers.

(CNWC)

### **Community Impacts**

A professional independent analysis of the NAOP should be conducted to confirm the appropriateness of Ontario Hydro's August 12 decision, with specific consideration given to the economic and social consequences related to the BNPD Impact Community.

(BCDC)

Supportive programmes and services should be provided to assist impacted workers and families (BNPD and others) to adjust during the impact of job loss and transition to alternate employment or self-employment.

(BCDC)

Actions should be taken to stabilize the existing industrial base at the Bruce Energy Centre and create a unique environment for expansion and new industry attraction.

(BCDC)

To minimize community impacts, rehabilitation of Bruce 'A' should be first and foremost in recovery plans for Ontario Hydro Nuclear.

(Kohlman, Brandon, Pearce, Kuperus, Long, Foehner,  
IEDC, Southampton, Port Elgin CoC, Port Elgin, Desbiens, Rosner)

Ontario Hydro, and the provincial and federal governments should support and assist the ITER and MOX projects to the Bruce.

(Southampton, Port Elgin)

The Bruce Energy Centre needs the support of Hydro and the government to:

- Continue the supply of steam;
- Secure attractive hydro rates;
- Approve a natural gas line; and
- Enable the restoration of train service to the Bruce Energy Centre.

(Southampton)

Funding is needed to develop tourism, diversify the local economy, develop as a retirement community, promotion of jobs through telecommuting, and improve the tourism infrastructure.

(Southampton)

Hydro employs over 2800 individuals at the Pickering station, of which 66% live in the geographic area called the region of Durham, and over 500 live in Pickering. A sizable portion of the payroll is reinvested in the community through property taxes, sales taxes, and through consumer spending. Hydro pays in excess of \$5 million annually to the town in grants in lieu of taxes. Over \$2 million worth of supplies were purchased from Pickering businesses. Ontario Hydro is a resource worth saving provided that safety comes first.

(Ashe)

Hydro and the Power Workers Union have done an inadequate job in communicating with the public about the operations of Pickering. We recommend that the Committee consider the creation of an ongoing independent community based committee that would bring together experts, workers and citizens to open the dialogue and answer the questions which the community has.

(PWU)

## Costs

The costs of the nuclear recovery plan are significant, but the long-term economic and environmental benefits that will accrue to Ontarians necessitates the investment.

(Society)

This decision is much more than energy economics. The community and human impacts of decisions should be considered in implementing NAOP or alternatives.

(Bruce County)

Only nuclear generation can deliver the required amount of power for as low a cost, once rehabilitation is complete. In addition, Ontario taxpayers will not be forced to shoulder billions of dollars in debt and premature decommissioning costs as they would if Ontario were to abandon its investment in nuclear facilities.

(Society)

The private sector equity participation option should be considered to expedite the recovery process, both in terms of time and cost factors.

(SBIAC)

Rates charged by Ontario Hydro are uncompetitive.

(OMA)

While it may be politically convenient to finance NAOP without a rate increase, it may nevertheless be imprudent, even irresponsible.

(CAC)

## **SAFETY**

As far as I am aware, health and safety have been protected by the operators of the reactors. The exposed workforce has very rarely been exposed to doses of radiation above the suggested targets of the AECB, and there has been no case of radiation-related fatality in the stations. Among members of the public outside the stations, doses also appear to have been well below those required by the AECB regulations.

(Hare)

The CANDU reactor is not an inherently safe piece of technology.

(EP, PCWO)

Every employee in OHN deserves recognition for keeping the OHN reactors running safe under confusing and conflicting directions.

(Abdelmessih)

CAC's reading of the evidence is that a full response to the IIPA recommendations should ensure that public safety will be protected.

(CAC)

At British Energy, "safety first" is the top value. Measures of radiation and general safety have improved since privatization and productivity has doubled.

(British Energy)

Human performance of individuals is the key to future safety at Ontario Hydro. There must be a sound safety culture, and it must be directed from the top down.

(Hare)

The high level of safety has been due partly to built-in design features in CANDU reactors, and partly to good operational performance and compliance with regulations. Unfortunately, flaws in both have been revealed.

(Hare)

Safety is, in practice, inseparable from good managerial practices.

(Hare)

Based on the testimony, it appears that no one is really in charge of nuclear safety in Ontario. The whole responsibility for safety rests with AECB, for which there is no backup. AECB does not have the power to ensure that Hydro meets its commitments, other than by shutting down the reactor. It doesn't make sense that Hydro would voluntarily shut down reactors when AECB has not taken the same decision. There is a lack of public policy on radiation safety.

(CAIRS)

The smallest mistake in a reactor can lead to a catastrophe. Nuclear is no longer an acceptable option for the needs of the future.

(EP)

A tradesman and former employee of Hydro expressed concern with the maintenance of the Bruce nuclear facility.

(O'Brien)

The communities around the Pickering area are not consulted on issues that affect the area like spills or other safety issues. They feel isolated in terms of awareness of emergency procedures and communication on safety issues.

(WHCA)

A broad public review of the Pickering Nuclear station should be conducted which should include issues such as: emergency preparedness, health effects, licensing, and the future of the station after closure. The computer systems at the Pickering nuclear station will be affected by the year 2000 computer problem.

(Pickering)

We strongly disagree with the Hydro assessment that the problem is solely managerial. The problems at Ontario Hydro are fundamentally linked to CANDU technology which is seriously flawed. In 1996, the CANDU had the worst performance in the world at 61.5% capacity factor, compared to 77% for pressurized water reactors and 79% for boiling water reactors. The Pickering A station had a capacity factor of 36%, and Pickering B, 49%. The Pickering and Bruce A plants should be shut down permanently.

(NAP)

The problems at Pickering are mechanical: heavy water spills, illegal dumping of 40,000 barrels of some substance on their property, copper and lead contamination of lake Ontario, the failing report card, tritium in the lake and drinking water, flammable gas leaks. I am asking the Committee for your



leadership to demand a full environmental assessment of the Pickering nuclear plant today.

(McLeod)

I believe that there is a public perception out there that this plant is mismanaged, and there are breakdowns constantly. I believe that this plant should be decommissioned.

(Pacione)

We need the recommendations of the McDonald Committee implemented now. Both Pickering A and Bruce A should be shut down permanently.

(Elston)

I think we are trying to push the technology beyond where it can go and at the end of the day, we are still stuck with the problem of waste. Trying to push that is a very foolhardy, dangerous thing to do. I support a full environmental assessment of the safety, economic and environmental issues.

(Paul)

Ontario Hydro reactors are safe.

(CNWC)

Ontario Hydro should be subject to the same strict regulations pertaining to fire and structure as anyone else. A blueprint for change in fire safety would include: being governed by the Ontario Building Code, a number of specific stipulations (listed in the presentation) should be implemented pertaining to fire protection, a nuclear fire protection task force should be established.

(Brenner)

The incidence of developmental handicaps in Pickering is higher than the provincial average.

(Roper)

Because of the lack of confidence in Ontario Hydro, the residents of Pickering need immediate independent testing done of the water, air and soils on a continuing basis. Emergency preparedness has not had the focus it deserves. The mayor's office should be apprised of any developments that would affect the residents.

(Senis)

The buildup of spent zircalloy tubes used for fuel bundles is astronomical. These rods emit deadly radiation for 100,000 years.

(McCann)

The Committee should adopt Mr. Brenner's recommendation to enforce the 1990 Ontario Building Code upon Hydro plants.

(Shaw)

In favour of drug and alcohol testing at Ontario Hydro. Involved in legislative process around this issue in the United States and would like to offer this expertise.

(ADAM)

## **ADDITIONAL MATTERS**

### **Power Planning Issues**

A firm believer in public power. Hydro has served Ontario well. In other jurisdictions, power is more expensive and brown outs are occurring.

(Eliesen)

The issue of monopoly vs. competition is separate from the issue of state or private ownership. In the first case he is for competition, and cites his experience at Canadian National Railway as an example of a state-owned company that had to compete in the marketplace. On the second issue, state vs. private ownership, he said that the question which has to be answered is whether or not you need the organization for public policy reasons. He did not express a view as to public or private ownership, but stated that in terms of the competitive framework, generation should be opened up to competition and then the transmission corridors should be made available for other users.

(Franklin)

The current nuclear difficulties being experienced by Hydro represent an opportunity for the province to take a positive step toward an electrical industry that will introduce prices set through competition.

(TransAlta)

Commercialization is not a simple and quick process. It will almost certainly take longer than envisaged, and the parties should be prepared to be patient as they enter the discussions.

(BNFL)

Have a separate decommissioning fund that Hydro can't touch.

(Wilson, H.)

The decision to restart a reactor that has been shut down for an extended period would benefit from public participation.

(Ahearne)

Nuclear regulation (safety, public health, and the environment) needs to be strengthened. Make the transmission and distribution system subject to the Ontario Energy Board, i.e. public regulation. The generation side would be open to market competition. We would consider privatizing all parts of the system including the transmission grid. The key is adequate public regulation. The

analogy of successful de-regulation of the gas markets is cited as an example of what can be achieved.

(EP)

Competition and customer choice will provide a responsive low cost system. The monopoly should be dismantled, and competition encouraged among many suppliers with light-handed regulation. No decisions should be taken on the NAOP until the white paper is tabled.

(AMPCO)

The capital cost and investment risk associated with satisfying generation requirements can be accommodated with no capital investment risk to the public and no requirement for provincial guarantees to support the arrangements.

(TransAlta)

Industry reform should include: competition in generation, a single entity pool purchaser, retail separate from generation and transmission, transmission company publicly owned, distribution regulated locally, and an electricity regulator that is separate from the government and can enforce decisions.

(MEA)

In a competitive electricity system, all competing alternatives would be considered and the marketplace would determine the supply, demand and price.

(ONGA)

In 1996, this group sold 1200 megawatts of electricity to Ontario Hydro. They support competition but not necessarily privatization. The lead time for new or expanded capacity is two years. About 8500 megawatts of power could be added to the system from a variety of private projects in the mid to long term time frame. Sources would include natural gas cogeneration, landfill gas, biomass, energy from waste, hydroelectric, and solar wind.

(IPPSO)

Ontario Hydro should enter into a long-term contract to purchase 2,000 MW of power from Hydro Quebec. All Ontario Hydro has to finance is the upgrade of its transmission lines between Ontario and Quebec.

(Sole)

Hydro should implement the successful management methods developed by National Power of the UK. The NP utility is approximately the same capacity as Ontario Hydro. It has achieved significantly lower operating costs and higher profits.

(Sole)

Ontario Hydro should change all present executives and replace them with private industry experienced staff.

(Sole)

The ability of Bruce 'A' to co-generate is unique and should be preserved.

(O.C. Long)

Fuel cell products will provide an opportunity to add low emission, incremental generation capacity while avoiding transmission and distribution expansion.

(Ballard)

A key benefit of the independent power sector is risk mitigation. In effect, the debt, the performance and capacity factors are all borne by the private sector. You would pay a premium of about half a cent for gas without cogeneration. The independent energy sector has unlimited capacity to provide cost effective clean power relatively quickly. However, for this winter there would be a premium of one and a half to two cents to buy natural gas to produce electricity because there are currently no long term supply arrangements. That would mean a price of five and one half cents to do winter peaking power. Assuming the appropriate regulatory environment, it would take two years to have new capacity coming on stream and that would be based on a minimum ten year contract with the end user.

(NP)

The private sector should be allowed to build small cogeneration plants as a better option to nuclear and to help with the dislocation in communities like the Bruce.

(EP)

The arguments in favour of maintaining a monopoly are the guarantee of a stable supply of electricity at low prices. These arguments do not necessarily hold any longer for Ontario Hydro.

(HSPI)

The government should move quickly to:

- Separate the transmission system including the independent system operator, from Hydro's generation assets, and establish it under its own governance;
- Set a time frame for Municipal Utilities and Ontario Hydro Retail, established as a municipal utility under its own governance, to work out the restructuring of local distribution through regional studies; and
- Establish a Transition Agency independent of Hydro with the mandate and authority to effect the changes needed to introduce a competitive electricity market.

(SAC)

It can be shown that public power rates are lower than private power. The value of Hydro assets is \$100 billion dollars principally because of the water at the hydro stations.

(Wood)

Fuel cell products will provide an opportunity to add low emission, incremental generation capacity while avoiding transmission and distribution expansion.

(Ballard)

## Hydro Board-Related Issues

The Power Workers Union did not officially hear about the NAOP until after Hydro had made its decision at the August 12, 1997 board meeting. Mr. Murphy received the package for the August 12, 1997 board meeting on Friday for the meeting on Tuesday. He did not think the requisite analysis was done nor did he think that the NAOP should have been decided on in one board meeting.

(PWU)

The fact that the IIPA report had to be commissioned at all shows that senior management did not know or realize the gravity of the situation. The province, taxpayers, and rate payers cannot tolerate a publicly-owned corporation whose senior management does not understand and appreciate what is going on in all its activities.

(CAC)

The letter from the Minister of Energy (instructing the Board to consider all options) was distributed to the Hydro Board of Directors at 4 P.M. on August 12, 1997, after the decision had been taken to proceed with the nuclear recovery plan. At the board meeting on August 12, 1997, the nuclear issue was changed from an information item to a voting item.

(Murphy)

## The Culture

Does not like the use of the words cult or priesthood to describe the nuclear group at Ontario Hydro. He did go on to state that these people were highly skilled and trained in an advanced technology and may have considered themselves to be an elite.

(Franklin)

Ontario Hydro needs a set of people who understand what it takes to run nuclear plants safely and efficiently:

- Attention to detail;
- Ability to set priorities; and
- Ability to identify those who cannot follow the programme and get rid of them.

(Ahearne)

Authorized Nuclear Operators do not believe, and have yet to be convinced, that laying up Bruce 'A' is the right thing to do, not because we live in Bruce County, but because we can, through our knowledge and expertise, maintain their safe operation.

(McGuigan)



One major problem which OHN suffers from is the lack of continuity within top management.

(Abdelmessih)

Commercialization of nuclear power reaches a great deal further than the change of ownership or of management. It is in fact a very thorough culture change throughout the organization, which will take time to become effective.

(BNFL)

The nuclear "cult" probably extends right across the organization. It is the responsibility of the board of directors to set the tone.

(AMPCO)

### **Stranded Debt**

Part of it becomes the responsibility of taxpayers and part of it becomes the liability of future consumers.

(EP)

A levy should be imposed on all new load displacement generation. If through industry reform, generation assets of Hydro become stranded then, all new and existing generation including imports should be subject to a levy.

(MEA)

Without the recovery plan, the problem of stranded assets would not occur. With the recovery plan it almost certainly will occur.

(AMPCO)

Consult widely and meaningfully about restructuring and debt reallocation.

(Wilson, H.)

New generation should not be required to assume any responsibility for stranded debt. A charge should be levied on the system (maybe transmission).

(IPPSO)

**WITNESSES**

<b>Abbreviation</b>	<b>Organization/Individual</b>	<b>Date of Appearance</b>
Abdelmessih	Galal Abdelmessih	written submission
ADAM	Advanced Drug and Alcohol Management Inc.	written submission
Ahearne	John Ahearne	November 18, 1997
AMPCO	Association of Major Power Consumers in Ontario	October 21, 1997
Andognini	Carl Andognini	October 8, 1997
Ashe	Kevin Ashe	November 5, 1997
Ballard	Ballard Generating Systems Inc.	Written submission
BCDC	Bruce Community Development Corporation	October 30, 1997
Bethlendy	George Bethlendy	written submission
BIIC	The Boiler Inspection and Insurance Company	written submission
BNFL	BNFL Inc.	written submission
Brandon	Brian Brandon	written submission
Brenner	Maurice Brenner	November 5, 1997
British Energy	British Energy plc	October 22, 1997
Bruce	Township of Bruce	October 29, 1997
Bruce County	County of Bruce	October 29, 1997
CAC	Consumers Association of Canada	October 21, 1997
CEEA	The Canadian Energy Efficiency Alliance	November 3, 1997
CH	Clarington Hydro	November 5, 1997
CIRS	Canadian Institute for Radiation Safety	November 3, 1997
CNA	Canadian Nuclear Association	October 23, 1997
CNWC	Canadian Nuclear Workers' Council	November 5, 1997
Cumming	Brian Cumming	written submission
CWEA	Canadian Wind Energy Association	November 3, 1997
Desbiens	L. & T. Desbiens	written submission
Diamond	Robert B. Diamond	written submission
Eliesen	Marc Eliesen	October 28, 1997
Elston	Suzanne Elston	November 5, 1997
Employees	Panel of Hydro Employees	November 5, 1997

<b>Abbreviation</b>	<b>Organization/Individual</b>	<b>Date of Appearance</b>
EP	Energy Probe	October 20, 1997
EPL	Environmental Probe Ltd.	November 3, 1997
EPVCC	EPV Canada Consultancies Ltd.	November 3, 1997
Foehner	Penny Foehner	written submission
Franklin	Bob Franklin	October 21, 1997
Greenpeace	Greenpeace	November 3, 1997
Hallatt	Bryan Hallatt	written submission
Hare	F. Kenneth Hare	October 22, 1997
Hergott	Harold Hergott	October 29, 1997
HSPI	Heat, Steam and Power Inc.	November 3, 1997
Hunter	Charlie Hunter	written submission
IEDC	Integrated Energy Development Corp.	October 30, 1997
IPPSO	Independent Power Producers Society of Ontario	October 23, 1997
Kincardine	Town of Kincardine	October 29, 1997
Kohlman	Bill Kohlman	written submission
Kupcis	Allan Kupcis	October 7, 1997
Kuperus	Andy Kuperus	written submission
Long	Lenore Long	written submission
Martyn	Douglas R. Martyn	written submission
McCann	Scott McCann	written submission
McGuigan	Kenneth McGuigan	October 29, 1997
McLean	Paul McLean	written submission
McLeod	Sally McLeod	November 5, 1997
MEA	Municipal Electric Association	October 23, 1997
Medwell	John Medwell	written submission
MOE	Ontario Ministry of the Environment	November 20, 1997
Morgan	Tim Morgan	written submission
Murphy	John Murphy, Board Member, Hydro	October 23, 1997
NAP	Nuclear Awareness Project	November 5, 1997
NP	Northland Power	November 3, 1997
O.C. Long	O.C. Long Contracting	October 30, 1997
O'Brien	P.D. O'Brien	November 3, 1997

<b>Abbreviation</b>	<b>Organization/Individual</b>	<b>Date of Appearance</b>
OCAA	Ontario Clean Air Alliance	October 20, 1997
OEB	Ontario Energy Board	October 22, 1997
OMA	Ontario Mining Association	written submission
ONGA	Ontario Natural Gas Association	October 23, 1997
Pacione	Joe Pacione	November 5, 1997
Paul	Karen Paul	November 5, 1997
PCWO	Provincial Council of Women of Ontario	October 21, 1997
Pearce	Bob Pearce	written submission
Pickering	Township of Pickering	November 5, 1997
Port Elgin	Town of Port Elgin	October 29, 1997
Port Elgin CoC	Port Elgin Chamber of Commerce	October 30, 1997
PWU	Power Workers Union	October 21, 1997
Robertson	J.L. Robertson	written submission
Roper	Dawn Roper	November 5, 1997
Rosner	Evelyn Rosner	written submission
SAC	Shareholders' Alliance for Electricity Competition & Customer Choice	written submission
SACI	SAC International Ltd.	November 3, 1997
SBIAC	South Bruce Impact Advisory Committee	October 30, 1997
Senis	Sherry Senis	November 5, 1997
Shaw	Nancy Shaw	written submission
Society	Soc. Of Ont. Hydro Professional & Admin. Empl.	October 21, 1997
Sole	Fred Sole	written submission
Southampton	Town of Southampton	written submission
Sutton	Glenn R. Sutton	October 30, 1997
TransAlta	TransAlta	November 3, 1997
Wells	John Wells	November 5, 1997
WHCA	West Hill Community Association	November 3, 1997
Wilson, H.	Hamish Wilson	written submission
Wilson, I.	Ian Wilson	written submission
Wood	P. Wood	written submission





## APPENDIX 3

### ACRONYMS

AECA	Atomic Energy Control Act
AECB	Atomic Energy Control Board
CANDU	Canadian Deuterium Uranium Reactor
CF %	Capacity Factor Percentage
CNSC	Canadian Nuclear Safety Commission
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide
IIPA	Independent Integrated Performance Assessment
IMO	Independent Market Operator
INPO	Institute of Nuclear Power Operators
kilotonnes	1000 tonnes
med	medium
MOU	Memorandum of Understanding
NAOP	Nuclear Asset Optimization Plan
NGS	Nuclear Generating Station
NO <sub>x</sub>	Oxides of Nitrogen
NSCA	Nuclear Safety and Control Act
OEB	Ontario Energy Board
OFM	Office of the Ontario Fire Marshal
OHN	Ontario Hydro Nuclear
SO <sub>2</sub>	Sulphur Dioxide
WANO	World Association of Nuclear Operators

## Executive Summary

Ernst & Young was engaged on August 26, 1997 to conduct a financial assessment of the Nuclear Asset Optimization Plan ("NAOP"). This report presents our findings, conclusions and recommendations arising from that review.

On August 12, 1997 the Board of Directors requested a detailed financial review by management of the costs associated with the specific courses of action to implement the NAOP. Concurrently, they authorized a separate independent financial assessment focusing on the sufficiency and extent of financial analysis supporting the NAOP but excluding technical decisions and assumptions within the plan. The project team was comprised of auditors from Ernst & Young and Ontario Hydro Audit and the review was completed on September 15, 1997.

Our review examined the documented support for the costs and economic benefits associated with the options against a set of criteria established in the terms of reference filed with the Board. These criteria included: the *comprehensiveness* of the range of options and assumptions, the *consistency* of financial assumptions, *flexibility* in the planning assumptions and the degree of *integration* and appropriate *direction* for the analysis supporting the recommended options presented to the Board.

The specific areas examined included the costs associated with the NAOP including Nuclear, the Generation Company ("Genco"), and other financial impacts across the Corporation. The following is a summary of our findings. Comprehensiveness of Range of Options Considered:

- Evidence supporting the examination of a comprehensive range of options with respect to the Nuclear program was not available. Potential options were not documented in a manner that adequately supports the selection of the NAOP option presented to the Board.
- Substantiation of key financial and planning assumptions directly linked to the success of the NAOP option were not sufficiently documented including reference to the evidence supporting the reasonableness of the key assumptions used.

# Executive Summary

- Corporate and Genco's response to the NAOP option requires a more rigorous financial analysis of supply options, particularly in respect of uncertainties associated with the A units not returning to service at the scheduled time.
- Consistency in Assumptions used in Options Analysis
  - There were inconsistent assumptions used throughout the NAOP option analysis. There was limited documentation supporting the reasons for the use of different assumptions between groups. In the areas where inconsistent assumptions were discovered they did not appear to have a material effect on the financial estimates however, they may reduce the perceived credibility of management's analysis.
  - The cost estimates for sustaining base budget are planning level estimates based on benchmarks, the "Tim Martin study" and current operating costs. A bottom-up budget is required to support the process, cost and staffing profile put forward in the sustaining base budget but was not completed at the time of our review.

## Flexibility in Options and Planning

- The NAOP is based on key assumptions around labour issues, productivity improvements, and expected nuclear and fossil generating capacity factors. There is no detailed contingency plan developed should any of these assumptions not be attainable.
- Within the NAOP plan certain major capital expenditure items have been identified as key risks, however, the potential financial cost estimates have been excluded from the analysis. The exclusion of these costs could have a material impact on the analysis and decisions.

## Direction and Integration

- There is general weakness in the integration of information supporting the NAOP option analysis. This weakness impacts the integrity of financial and planning information.

# Executive Summary

---

We were also asked to assess the performance monitoring system that is in place to assess the costs and benefits achieved from the NAOP option. At the date of this report the performance monitoring system has not been developed and as a result we are not in a position to assess the adequacy of the system.

We appreciate the assistance and cooperation received from Ontario Hydro personnel throughout the course of this assessment.

**ONTARIO HYDRO'S RESPONSE  
TO THE  
ERNST AND YOUNG REPORT  
"NUCLEAR ASSET OPTIMIZATION PLAN ASSESSMENT  
OF FINANCIAL ESTIMATES  
SEPTEMBER 7, 1997"**



Ontario Hydro  
Nuclear Asset Optimization Plan  
Assessment of Financial Estimates

Issue 1 - Comprehensive Range of Options

	Reference
<p>1.1) Evidence supporting the examination of a comprehensive range of options with respect to the Nuclear program was not available. Potential options were not documented in a manner that adequately supports the selection of the NAOP option presented to the Board.</p> <p><u>Response:</u> The range of options considered by NIPAG have been documented and were presented to the Audit/Finance Committee on September 26, 1997. As noted in the Ernst &amp; Young closing report, this recommendation has been implemented.</p>	Executive Summary – Page 3
<p>1.2) Substantiation of key financial and planning assumptions directly linked to the success of the NAOP option were not sufficiently documented including reference to the evidence supporting the reasonableness of key assumptions used.</p> <p><u>Response:</u> Critical NAOP assumptions, particularly those regarding labour flexibility, are being addressed through the current business planning process.</p> <p>Also see 4.1 and 4.3 below.</p>	Executive Summary – Page 3
<p>1.3) Corporate and Genco's response to the NAOP option requires a more rigorous financial analysis of supply options particularly in respect of uncertainties associated with the A units not returning to service at the scheduled time.</p> <p><u>Response:</u> NAOP included a recommendation that Pickering A and Bruce A be laid up in order to allow human resources to be focused on improving the operational effectiveness of Pickering B, Bruce B and Darlington. Decisions with respect to Pickering A and Bruce A plants would be made in the future on the basis of improved operational effectiveness and business case merits. The decision with respect to those investments, will be preceded by an exhaustive, detailed review of supply options, which is already underway.</p>	Executive Summary – Page 4

<p>1.4) The range of options considered by NPAG should be documented, including cost implications, risk factors and reasons for ranking other options below the NAOB.</p> <p><u>Response:</u> See 1.1 above.</p>	<p>Recommendations - #1 - Page 16</p>
<p>1.5) The range of options considered by Genco and Corporate should be documented, including cost implications, risk factors and reasons for ranking other options below the NAOB. A more rigorous financial analysis should be prepared for supply options should Pickering A not return to service at the scheduled time.</p> <p><u>Response:</u> See 1.3 above.</p>	<p>Recommendations - #3 - Page 16</p>
<p>1.6) Fossil Capacity Risk – Genco and hence corporate load is very close to it's peak ..... Any variation in load forecasts above the median growth or variations in supply from nuclear, hydro, NUG or transmission would be difficult to supply (unless very expensive alternatives are considered).</p> <p><u>Response:</u> Ontario Hydro will have sufficient energy and capacity over the planning period. However, a request for proposals (RFPs) has been issued to determine availability of potential reserves and/or energy to replace Ontario Hydro generation, if more economic, between the 1998-2000 period.</p>	<p>Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 41</p>
<p>1.7) Fuel Cost Issues – Genco used preliminary coal numbers at the Board meeting. In order to meet the required energy Fossil would have to use higher grade/more expensive coal to meet emission standard which would net a \$20M saving per year (or \$100M in 5 years) from the cost presented to the Board.</p> <p><u>Response:</u> The statement is correct in noting that replacement energy costs presented to the Board were preliminary. The statement that higher grade/more expensive fuel would net a \$20M saving per year from that presented to the Board is incorrect. Per our discussions with Ernst and Young they meant to say that higher costs would result from the use of more expensive fuel, in comparison to that presented to the Board in August.</p> <p>The replacement energy costs presented to the Board were based on models which utilized historical fuel mixes (medium sulphur coal program). It is true that to meet the emissions limits some lower sulphur/more expensive coal will likely be required, but the optimum mix and associated replacement fuel impact required to meet the</p>	<p>Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 41 &amp; Page 44</p>

<p>limits was not available at the time. This optimum mix is being calculated as part of the business planning exercise currently in progress. On a replacement energy cost base of \$2,155M (1998-2001), the impact of \$20M/year as estimated by Ernst &amp; Young, is less than 4 % and would not materially impact the relative ranking of the NAOP options.</p>	
<p>Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 41</p>	<p>1.8) Secondary Sales – ..... There is a risk that no secondary sales would be achieved due to emission constraints. There are inconsistencies between the secondary sales assumptions with Transmission and Genco.</p> <p><u>Response:</u> Ontario Hydro is currently not planning any net secondary sales. The corporation is planning to engage in exchanges of economy energy and short-term capacity to support the reliability of the interconnected system. It will engage in secondary sales if the opportunity arises, consistent with sound economics and Ontario Hydro's environmental commitments.</p>
<p>Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 41, Page 46, Page 48</p>	<p>1.9) Incremental OM&amp;A and Capital – Models were used based on benchmark and historical information to estimate incremental OM&amp;A and capital required to sustain higher production levels. The output from the model was evaluated by plant managers who made additional adjustments to what was presented in the Board presentations. The differences between these models and the Board presentation was a net increase to the cumulative 5 year OM&amp;A and capital by \$80M and \$129M respectively. These increases were not documented. The timing of incremental costs is uncertain and subject to change based on estimates made to date. The amounts and times are still not known.</p> <p><u>Response:</u> The statement is correct in that a model was used to generate rough numbers for subsequent review and revision by experienced senior station personnel. The model is used by Fossil to forecast OM&amp;A and capital impacts for changes in production levels within a certain range and were not considered as reliable when used to forecast a doubling of output required in response to NAOP. High level review by station staff was an essential component of ensuring a reasonable product in a short time frame and the documentation available was consistent with that level of review. It was a preliminary estimate as noted in the August Board memo and not a detailed bottom-up estimate supported by program specifics. More detailed estimates are being prepared as part of the current business planning process.</p>
<p>Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 42</p>	<p>1.10) As a result of a lack of integration between Nuclear and Genco, it does not appear that all potential supply and capacity options have been considered in sufficient depth from the corporate consolidated level. Rigor of cost estimates including the documentation should be improved.</p>

Response:

Given the magnitude of the problems identified by the IIPA, Ontario Hydro's substantial investment in its existing Nuclear capacity and the forecast cost of returning the "B" plants and Darlington to world class standards, no other practical alternatives exist for this quantity of supply.

Options varying the extent and timing of nuclear recovery were considered and documented as per 1.1 above.

Also see 1.3 above.



Ontario Hydro  
Nuclear Asset Optimization Plan  
Assessment of Financial Estimates

Issue 2 – Consistency in Assumptions used in Options Analysis

Reference	
2.1) There were inconsistent assumptions used throughout the NAOP option analysis. There was limited documentation supporting the reasons for use of different assumptions between groups. In areas where inconsistent assumptions were discovered they did not appear to have a material effect on the financial estimates.	Executive Summary – Page 4
<p><u>Response:</u> See 2.3 below</p>	
2.2) The costs estimates for the sustaining base budget are planning level estimates..... A bottom-up budget is required to support the process, cost and staffing profile put forward in the sustaining base budget, but was not completed at the time of our review.	Executive Summary – Page 4
<p><u>Response:</u> The sustaining base budget for NAOP are indeed planning level estimates. Ontario Hydro will be preparing more detailed NAOP estimates and implementation plans in conjunction with the current business planning process. This process is expected to be completed by the end of December, 1997.</p>	
2.3) Instances of inconsistencies:	Ontario Hydro Option Analysis – Page 13
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Interconnect has determined that 4 TWh of energy available at prices ranging from \$26 to \$34 MWh yet Genco assumed only .8 TWh was available for primary sales.</li> <li>- In the LUERC options considered, option 3 where steam generators are replaced only 75% capacity was obtained, however in option 2 where steam generators and tubes are replaced at Bruce A in the last 10 years of that option 86% capacity could be obtained.</li> <li>- Fuel costs used by Genco average \$21 to \$26 per MWh however, corporate finance presented lost income for delaying the nuclear project of \$65M and \$85M using \$26 to \$32 per MWh</li> <li>- Nuclear Load forecasts have been reduced by Genco by approximately 3 TWh in the Genco plan. This has the effect of increasing annual fuel costs by \$57M.</li> </ul>	Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 44
<p><u>Response:</u> Each of the inconsistencies noted are addressed below:</p>	



<p><u>Interconnection numbers versus that incorporated into Genco plan.</u></p> <p>The .8 TWh reference re the Genco plan is actually .4 TWh for 1998 and 1.4 to 1.5 TWh between 1999-2003. This plan refers to <u>firm</u> interconnections purchases utilized to meet <u>primary demand only</u>. The reason the 4 TWh referenced by Ernst &amp; Young is not included in the Genco plan to meet primary demand is because it is not firm.</p> <p><u>Inconsistencies in LUEC Options- Capacity Factors</u></p> <p>The difference in capacity factors noted above is not an inconsistency. In option 3 the tubes are 35 and 39 years old before the station is taken out of service. The tubes only reach a life of 23 and 21 years under option 2. Therefore the capacity factors are higher under option 2 as compared to option 3 due to differences in the age of the tubes.</p> <p><u>Inconsistent Use of Fuel Costs</u></p> <p>The difference in the replacement cost per MWh between that used by Genco and Corporate Finance and quoted by E&amp;Y is that the latter included an adder for the impact of lost profit on secondary sales and the Genco number quoted does not. The numbers are not comparable.</p> <p><u>Discounting of Genco Forecast by 3 TWh</u></p> <p>The context in which this reference was made is unclear, especially as it pertains to the development of NAOP and the Genco plan in response to NAOP. The forecast utilized by Genco to develop response to NAOP was based on that provided by Nuclear. This in turn was based on NPAG's estimate of production capability over the 1998-2001 period consistent with NAOP.</p>	<p>Recommendations - #6 - Page 16</p> <p>2.4) There is a need to establish clear accountability for the integration and assessment of the NAOP option and financial analysis. The accountable group should have the authority to direct and coordinate the analysis being prepared by OHN, Genco, Corporate Finance, Transco and other relevant units.</p> <p>Response: Ontario Hydro has made an organizational change in response to the need for establishing clearer accountabilities with respect to the integration of information. The position of Vice President, Corporate planning, reporting to the Chief Executive Officer, was created in September, 1997 with the appropriate authority to address corporate integration issues.</p> <p>2.5) Interconnect and NUG - Limited involvement of external energy and capacity supply due to time issues.</p> <p>Incremental generation</p>
--	--

<p>Interconnect supply of 4 to 8 TWh may be available which has not been factored into Genco plan. Genco assumes this is a reserve facility as opposed to a reliable source.</p> <p><u>Response:</u>  See 2.3 above. Also note that interconnected market supply discussed above is not firm and even firm supply can be interrupted to serve the seller's native load, if required. Genco does build some of the above potential (approximately 2 TWh) into the calculation of the reserve margin.</p>	<p>Company and Transmission Impacts – Page 40</p>
---	---

Ontario Hydro  
Nuclear Asset Optimization Plan  
Assessment of Financial Estimates

Issue 3 – Direction and Integration

Reference	
Executive Summary – Page 4	
Ontario Hydro Option Analysis – Page 15	
Assessment of NAOP Financial Estimates – Page 21	
Ontario Option Analysis – Integration of Planning Process and Direction by the Appropriate level of Management – Page 15	
Incremental Generation Company and Transmission Impacts – Page 44	
3.1) There is a general weakness in the integration of information supporting the NAOP option analysis. This weakness impacts the integrity of financial and planning information.  Response: See 2.4 above.	
3.2) The process for developing an integrated solution for Ontario Hydro appears to be improving but still requires attention.  Response: See 2.4 above.	
3.3) Recommend action be taken to ensure better co-ordination, integration and oversight of further options within NAOP, and various internal and external energy supply sources including Nuclear, Hydro, Interconnect, NUG, Demand Side Management, transmission and Fossil.  Response: See 2.4 above.	
3.4) Integration of planning processes and direction by appropriate level of management – Two issues not dealt with elsewhere in this document. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Analysis of financial impacts were not sufficiently communicated between departments. For example, a cash flow overstatement of \$158M occurred in the Corporate Finance presentation to the August 12 Board meeting, as a result of insufficient communication between departments.</li> <li>- Updated information was not always communicated between departments. For example, Genco revised replacement energy costs but this was not communicated effectively to Corporate Finance resulting in a cash flow and net income of \$285M under the 12/16/20 scenario.</li> </ul> Response: <ul style="list-style-type: none"> <li>- The omission of \$158M by Corporate Finance from the cash flow Statement was made in error and represents approximately 2% of the \$7B cash flow base involved. Note also that the costs involved (decommissioning) were</li> </ul>	

<p>included by Corporate Finance for the purposes of calculating net income, but was inadvertently excluded from the cash flow statement. Accordingly, the error was a simple mistake as opposed to a case of insufficient communication between departments.</p> <p>- The second reference to a difference between the replacement energy costs used by Genco versus Corporate Finance is true. However the extent of the impact on cash flow statements and net income presented by Corporate Finance, was more in the \$100M range as opposed to \$285M quoted by Ernst &amp; Young. This discrepancy represents about a 4% variance from the total impact of \$2,665M for both replacement fuel and lost profit on secondary sales. Moreover, this discrepancy was detected and resolved for the September presentation to the Ontario Hydro Board of Directors in response to their request for further details of the costs and financial implications associated with NAOP.</p>	<p>Recommendations - #6 - Page 16</p>
<p>3.5) There is a need to establish clear accountability for the integration and assessment of the NAOP option and financial analysis. The accountable group should have the authority to direct and coordinate the analysis being prepared by OHN, Genco, Corporate Finance, Transco and other relevant units.</p> <p><b>Response:</b> See 2.4 above</p>	

Issue 4 – Flexibility in Options and Planning

	Reference
<p>4.1) The NAOP is based on key assumptions around labour issues, productivity improvements, and expected nuclear and fossil generating capacity factors. There is no detailed contingency plan developed should any of these assumptions not be attainable.</p> <p><u>Response:</u> As communicated to the Board in the August and September meetings, development of NAOP was based on the results of IIPA, judgments of senior nuclear management and other available information. The Board was also informed that the estimates were of a “planning nature”, that they did not fully address some identified cost risks, that they were based on some key underlying assumptions and that the cost estimates and planning assumptions would be further refined during the business planning process. This process is currently underway.</p> <p>In general, assumptions relating to improvements of ‘B’ plants and Darlington have a lower degree of risk associated with them due to the age, recent performance history, and generally better material conditions. With respect to the ‘A’ plants, their recovery follows that of the ‘B’ plants, and therefore any risks around the assumptions are likely to be better identified in time to factor them into an analysis of the economics of proceeding with their recovery.</p>	<p>Executive Summary – Page 4</p>
<p>4.2) Within the NAOP plan certain major capital expenditure items have been identified as key risks, however the potential financial costs estimates have been excluded from the analysis. The exclusion of these costs could have a material impact on the analysis and decisions.</p> <p><u>Response:</u> The NAOP recommendations specifically identified potential capital expenditures that were not included in the NAOP estimates, noting that additional investigation was necessary to fully identify the scope and related costs. These expenditures related primarily to the ‘A’ plants, and as such, sufficient time is available in the NAOP schedules to estimate the same. However, to ensure that the analysis provided to the Board at its September meeting with respect to the economic viability of returning ‘A’ stations to service was complete, range estimates for capital items such as replacement of PVC cable and implementing seismic modifications were included. Also included in the estimates was a \$250M contingency to ensure that adequate funds were available to address unforeseen minor capital requirements over the recovery period.</p>	<p>Executive Summary – Page 4 Ontario Hydro Option Analysis Page 14</p>



<p>4.3) NAOP is predicated on a number of key assumptions:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Resolution of labour issues.....</li> <li>- Productivity improvement targets</li> <li>- Capacity factors that are well in excess of historic performance life cycle expectations.</li> <li>- Certain major capital expenditures may prove to be significant. The plan does not provide for an alternative path for Ontario Hydro to follow as these expenditures become known.</li> </ul> <p>There are no detailed contingency plans to deal with any failure to achieve these key assumptions.</p> <p><u>Response:</u> A general response to this question has been provided under 4.1 above. With respect to the resolution of labour issues, the Board of Directors was informed at both the August and September Board meetings of the critical need to address labour issues on an urgent basis. This process is currently underway. With respect to capacity factors, the capability assumptions for 'B' plants and Darlington over the next few years are not significantly higher than performance achieved by these stations in recent years. While Ontario Hydro is confident of achieving the forecast capacity factors, inability to do so will have an influence on the economic viability of the return to service option for 'A' plants. Contingency plans for providing electricity, should return of 'A' plants be deemed to be uneconomic, are being developed by the Corporation.</p>	<p>Ontario Hydro Option Analysis Page 14</p>
<p>4.4) Based on NPAG's financial analysis of possible options, Corporate Finance should be directed to determine the financial impact of each option on Ontario Hydro, as set out in a sample Options Analysis Template marked as Schedule 1 on page 14.</p> <p><u>Response:</u> Corporate Planning and Corporate Finance are in the process of documenting and assessing the corporate financial impact of all NPAG options considered. This analysis is not expected to impact the option selected because operational and resource considerations rather than corporate financial impact were the primary drivers influencing the selection. However, the exercise will provide additional context against which the NPAG recommendations can be evaluated. The target completion date for this item is December 31, 1997.</p>	<p>Recommendations - #2 - Page 16</p>
<p>4.5) The implications to the key NAOP assumptions must be assessed and substantiated prior to the commitment of significant funds to NAOP. This is a significant undertaking by both Nuclear and Genco.</p> <p><u>Response:</u> The Board of Directors endorsed the NAOP recommendations for the purposes of establishing a specific direction for completion of business plans. Prior to commitment of any significant funds, the Board will be reviewing the submitted 1998-2000 business plans.</p>	<p>Recommendations - #4- Page 16</p>

<p>4.6) The risks inherent in each option should be assessed and documented along with cost and time implications and contingency plans with firm deadlines on whether to implement the contingency plans should be established.</p>	<p><u>Response:</u> NAOP identifies June, 2000 as the tentative date for the return of the first of four units at Pickering A. Preliminary analysis of alternate supply options indicates a two year time frame is sufficient to obtain alternate capacity. The process for identifying and selecting supply alternatives is being developed and will be completed by the end of December 1997 for initiation within the second quarter of 1998. RFP's have been issued to provide sufficient contingency to deal with potential supply risks over the 1998-2000 period.</p>	<p>Recommendations - #5 - Page 16</p>
<p>4.7) A performance monitoring process should be developed to support the tracking of costs to the benefits achieved.</p>	<p><u>Response:</u> Nuclear, and Genco are currently in the process of developing a process to facilitate performance monitoring and periodic reporting to the Board. More detailed plans and milestones developed during the business planning cycle, will be used to facilitate the process which is expected to be completed by the end of December, 1997.</p>	<p>Recommendations - #7 - Page 16</p>
<p>4.8) Significant NAOP planning assumptions re NAOP recovery projects and sustaining base and potential impacts where indicated:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Labour issues such as relocation are resolved prior to implementation of NAOP</li> <li>- No inflation assumed during 11 year NAOP implementation</li> <li>- Increase in operating capacity from historical levels of 67% to 86%</li> <li>- US\$ model non-labour converted at \$1.35 rather than supported exchange of \$1.25 (potential \$25M per year overstatement of annual sustaining base)</li> <li>- Productivity assumptions will increase significantly</li> <li>- Base budget calculated using a 19 unit operation rather than 20 (potential \$60M understatement of annual sustaining base)</li> <li>- Assumed a 70%-30% split for labour/non-labour was assumed. The benchmark data indicates this split is more in the range of 80%-20% split (potential \$25M per year overstatement of annual sustaining base)</li> <li>- Payroll burden estimate included many assumptions and variables (latest estimate is \$21M higher than previous, therefore potential understatement of annual sustaining base)</li> </ul>	<p>Assessment of NAOP Financial Estimates - Page 18 &amp; Page 19, Page 31, Page 32 &amp; Page 35</p>	

Response:

The cost estimates relating to NAOOP were of a "planning" nature and will be refined during the business planning process. A number of issues identified in this question relate to the manner in which costs of a model US utility were converted to determine the appropriate costs for Ontario Hydro. While the collective impact of the various identified issues could change the proposed OM&A and Capital costs within a +/- 5% to 10% range, it is important to note that the model US utility was used as only one of the many inputs for the establishment of going forward costs. Other factors considered included the most recent actual cost experience; results of IIPA findings; Tim Martin benchmark analysis; and nuclear team experience. The resulting \$1.2B per year OM&A cost is a product of OHN management judgment taking all of the above factors into account. The various cost estimates are being analyzed in further detail during the business planning process to facilitate Board approval.

With respect to the Ernst & Young observation that no inflation was assumed during the 11 year NAOOP implementation, it should be noted that all cost information, other than the existing approved capital program, was provided in 1997 dollars. As well, it is worth noting that no inflationary increase has been allowed for in the OM&A costs during the past four years. It was assumed during the development of OM&A costs, that a \$1.2 B per year estimate represented an adequate funding level for the 1998 - 2001 recovery period, and that any inflation would be absorbed through productivity improvements. Such assumption is not inconsistent with business planning assumptions made each year since 1993. For longer term economic analysis, (eg., return of Bruce A and Pickering A to service) inflation was duly considered.

4.9) Significant Analysis Issues:

- Potential severance costs
- Destiny issues such as PVC and seismic modifications
- Financial costs of project delays
- Additional relocation costs related to staff movement
- Sustaining base ground-up analysis in-progress
- Limited/no sensitivity analysis done on key financial assumptions
- Benchmark model developed for total cost only and not specific cost indicators

Response:

Most of these issues are being addressed through the business planning process. Specifically:

- A fully supported base and improvement cost estimates are being developed through the business planning process,
- Potential severance costs and employee relocation costs are being developed on the basis of detailed staffing analysis required to support the OM&A and Capital programs,

Assessment of NAOOP Financial  
Estimates – Page 18, Page 19,  
Page 33 & Page 35



<ul style="list-style-type: none"> <li>Estimates of issues such as PVC and seismic modifications will be developed prior to any firm commitment to return the 'A' stations to service.</li> </ul> <p>Similarly, risk analysis with respect to the key financial variables will be completed as part of the business planning process. More importantly, the Corporation's plans with respect to electricity production over the business planning period will contain the flexibility necessary to address any variation in NAOOP results from planned levels.</p>	
<p>4.10) Recommended actions related to 4.8 &amp; 4.9.</p> <p><u>Response:</u> All of the actions recommended on pages 18 and 19 of the Ernst &amp; Young report are being addressed. While specific scenarios for project delays are not being modeled, efforts are underway during business planning to ensure that project schedules are realistic and achievable.</p>	Assessment of NAOOP Financial Estimates – Page 18 & Page 19
<p>4.11) Generation Company incremental costs – recommended actions – analyze and model further options of alternative energy sources to have a contingency plan in place in case of failure of any significant planning assumptions.</p> <p><u>Response:</u> See 4.6 above.</p>	Assessment of NAOOP Financial Estimates – Page 21
<p>4.12) NAOOP Recovery Project – The current monitoring system is inadequate in scope and focus to manage all of the planned recovery projects. Implementation of a new performance tracking system is expected by January 1, 1998.</p> <p><u>Response:</u> See 4.7 above.</p>	NAOOP Recovery Project – Page 26
<p>4.13) Sustaining Base Budget – Some of the 60 recovery projects include increases to the sustaining base over and above the \$1.5B estimated for NAOOP recovery. The estimates increase to the sustaining base as a result of NAOOP recovery projects is estimated at \$125M per year. This amount is assumed to be part of the sustaining base amount of \$1.2B. A reconciliation detailing how the \$125M is included in the sustaining base budget of \$1.2B has not been prepared.</p> <p><u>Response:</u> The \$125M incremental OM&amp;A costs are included within the sustaining base amount of \$1.2B per year. During</p>	Appendix 2 – Sustaining Base Budget – Page 32

<p>business planning, the work represented by the \$125M increment to the base resulting from NAOP projects will be incorporated in the base OM&amp;A programs.</p>	<p>4.14) Sustaining Base Budget – Physical capital costs following the year 2000 were estimated at \$15M per plant, yet the benchmarking data indicated average plant incurred \$20M a year in physical capital costs. In Significant variability in the base data between different plants and between years within the same plant. In arriving at the \$15M estimate, it was assumed that the projects completed as part of the NAOP recovery plan would have a favourable effect on short-term physical capital maintenance.</p> <p><u>Response:</u>  The observation accurately reflects the assumption of reducing sustaining capital from \$20M per unit during the recovery phase to \$15M per unit post recovery phase. Also supporting the somewhat reduced sustaining capital are the major NAOP capital projects such as steam generator replacement and retubing along with associated rehabilitation work. This miscellaneous rehabilitation work, while the units are out of service, is in addition to the \$15M sustaining capital estimate.</p>	<p>Appendix 2 – Sustaining Base Budget – Page 32</p>
---	--	--



**COMMENTARY BY THE LIBERAL COMMITTEE MEMBERS  
ON THE REPORT OF THE SELECT COMMITTEE  
ON ONTARIO HYDRO NUCLEAR AFFAIRS**

**Introduction**

Although the Ontario Government allowed the Select Committee only two months to do its work, the Committee worked diligently to get to the bottom of the events that culminated in last August's disturbing revelations by Ontario Hydro that an independent review had found its nuclear operations to be "minimally acceptable", that its CEO had resigned, and that the Ontario Hydro Board had agreed to a \$5-\$8 billion recovery plan that included the temporary "lay up" of seven of its nuclear reactors.

While the Liberal members of the Committee are generally supportive of the Select Committee's report, we advocated greater clarity and focus in certain key recommendations.. The Liberal members of the committee also have a number of additional comments and concerns that they believe must be documented. This commentary articulates these concerns, and suggests additional, more prescriptive recommendations.

**Accountability and Authority**

Throughout its long history, Ontario Hydro has had a complex and ambiguous relationship with the Ontario Government. In fact, governments of all stripes have had a generally poor record of holding Ontario Hydro accountable for its actions and its plans. The current situation is no different.

The lack of accountability throughout Ontario Hydro operations was clearly articulated to the Committee by current and past Ontario Hydro chairmen. They testified that the utility was unable to deal with the growing problems in its nuclear operations because of the Ontario Hydro "culture", which did not include the accountability framework required to identify and address these problems.

Regrettably, this lack of accountability is not restricted to Ontario Hydro's nuclear operations. **The Liberal members of the Committee take this opportunity to express their very serious concern about the manner in which the Ontario Hydro Board of Directors made a very important decision — involving billions of dollars and affecting many communities — at its meeting on August 12, 1997. There is no question in our minds that the Ontario Hydro Board acted with undue haste, with insufficient financial and technical information, and with inadequate consideration of its accountabilities.**

This lack of consideration is vividly illustrated by the cavalier manner with which the Ontario Hydro Board — at the same August 12, 1997 meeting — treated a letter received the day before from Energy and Environment Minister Norm Sterling, requesting all options to be “thoroughly evaluated and assessed by the Board before decisions on a full recovery strategy are taken.” **The Liberal members of the Committee express their very great concern regarding the Ontario Hydro Board's apparent disdain for the Minister's request, and are disturbed that the Ontario Hydro Board committed itself to a major, multi-billion-dollar decision with little regard for the reservations already expressed by the Ontario Government.**

Ontario Hydro must become more accountable, in order to both recover and transform itself. At the same time, the Provincial Government must be prepared to assume its appropriate responsibility throughout the recovery and transformation. There is no doubt that Ontario Hydro is in a difficult position, and is facing tough choices. But as Ontario Hydro makes these choices, the Government has a responsibility and a duty to represent and protect the public interest - in the areas of safety, reliability, hydro rates, electricity marketplace competition - and to protect Ontarians' multi-billion-dollar investment in Ontario Hydro and its assets.

The provision of safe, reliable electricity has long been a cornerstone of Ontario Hydro's mandate. This commitment will no doubt continue. However, today's Ontario Hydro, while undertaking a multi-billion dollar recovery plan for its nuclear operations, is also on the brink of a complete restructuring of the electricity market, as set out in the Government White Paper released in early November. These two processes are now inextricably intertwined, making decisions around each process even more important, and more complex.

The Liberal Party supports competition and reform in the electricity marketplace. However, we strongly believe that the Government must ensure that such competition is conducted on a level playing field, with Ontario Hydro being neither unfairly advantaged nor disadvantaged. The choices Ontario Hydro makes around the recovery of its nuclear operations have the potential to seriously effect the new electricity marketplace, and it is incumbent upon the Government to ensure these impacts are monitored and managed. In addition, the Government must ensure that Ontarians' huge investment in Ontario Hydro is not devalued during the recovery and restructuring processes. Ontarians' shareholder value in Ontario Hydro must not be sacrificed to accommodate those who have a desire for windfall profits.

In the face of these massive changes and important choices, the Government must be prepared to use its powers to set the policy agenda that will serve and protect the public interest. **The Liberal members of the Committee believe the Government must therefore be prepared to exercise its legislated authority over Ontario Hydro, via the directive power granted it under Section 10 of the *Power Corporation Act*. The Liberal members of the Committee are concerned that the Report of the Select Committee does not clearly and directly endorse the Government's use of its directive power. We believe that this omission significantly weakens the Report and its recommendations.**

More specifically, the Liberal members of the Committee recommend the following:

1. The Government of Ontario shall direct Ontario Hydro to complete and finalize the Nuclear Asset Optimization Plan (NAOP), including its detailed business case and all supporting financial data, by the end of January, 1998. The Ontario Government shall then refer the complete NAOP package to the Ontario Energy Board (OEB) for public review and evaluation. The OEB shall be requested to issue a public report of its evaluation.
2. The Government of Ontario shall direct Ontario Hydro to provide regular and comprehensive reports with respect to the status of the NAOP's implementation, and shall refer these reports to the Ontario Energy Board for public review and evaluation. The OEB shall be requested to issue a public report of its evaluations.
3. The Government of Ontario shall direct Ontario Hydro to develop a business plan setting out the business objectives for its nuclear assets within Ontario's new competitive electricity market. **The Government shall refer this business plan to the Ontario Energy Board for review and evaluation. The OEB shall be requested to issue a public report of its evaluation.**
4. (I) **The Government of Ontario must introduce legislation as soon as possible that will restructure Ontario Hydro, reform the electricity marketplace to introduce competition, and to protect Ontarians' shareholder investment in Ontario Hydro assets;**

- (ii) The Government of Ontario shall refer this legislation, after Second Reading, to a Legislative Committee for review. The legislation will also be referred to the OEB for review and comment;
- (iii) The Legislation must include a requirement for regular, comprehensive and public reporting on the restructuring process, and a requirement that these reports be automatically referred to a Legislative Committee for review.

### **The Need for Certainty**

While recognizing that the final direction of the Nuclear Asset Optimization Plan must be carefully assessed, costed and evaluated within the context of the White Paper, **the Liberal members of the Committee strongly endorse the Report's recommendation that Ontario Hydro and the Government bring the greatest level of certainty to the communities affected by NAOP as soon as possible.** The current circumstances are the worst of all possible worlds: it is unknown what plants will be "laid up" and when; it is unknown if or when plants will be brought back into service.

To give certainty to the affected communities, it is absolutely essential that Ontario Hydro put forward a detailed plan of how and when it is going to lay up and recover its ailing nuclear reactors. Not only will the affected communities need to know this information, but so too will the new electricity marketplace, for it is unlikely that new private sector generation will be committed if there is significant uncertainty as to what Ontario Hydro plans to do with its nuclear reactors.



## **Select Committee on Ontario Hydro Nuclear Report of the NDP Caucus**

### **Introduction:**

We are in substantial agreement with much of the majority report. In particular, we agree that the mechanisms of internal and external accountability have been weak, AECB nuclear safety regulation has been inadequate, and the absence of a binding public regulatory system within the province has been a considerable shortcoming that contributed to the current situation.

While we share the committee's criticisms of the way the Nuclear Asset Optimization Plan was adopted, we see little alternative but to support the investments necessary to keep the nuclear plants that continue to function running safely.

We are concerned, however, that the Committee's recommendations do not address the immediate problem of ensuring an adequate process for the significant decisions that must be made in the coming months, especially those involving Pickering 'A' and Bruce 'A'. These decisions have major economic, environmental and social implications and must be taken with due regard to the emerging competitive electricity market recently announced by the government.

Specifically, our concerns are that Hydro may make decisions that lead to investments that prove uneconomic within the coming framework of competition, and that the changes proposed could lead to serious but avoidable environmental problems. Another concern is that Hydro appears to have no plan to increase permanent staffing levels at its nuclear plants, a move that appears necessary to the improved functioning of those facilities.

### **The Bruce 'A' plants:**

The AECB has said that the operating reactors are safe at the present time.

However, faced with a massive management, financial and staffing challenge and a record of inadequate attempts to correct the problem, Hydro has been forced to engage in a triage exercise. Hydro wants to reassign and retrain staff to restore 12 reactors now (at Pickering B, Bruce B and Darlington) and decide the fate of the 7 units at Pickering A and Bruce A in two and three years respectively. These older 'A' plants have particular safety problems and potential costs beyond the substantial problems identified at Pickering B, Bruce B and the Darlington plants.

It is the longterm future of the 'A' plants that needs to be addressed.

Bruce 'A' will soon require major capital refits. At present, one unit is permanently shut, two have very limited life due to continuing steam generator tube degradation and the last is already 'laid up' due to concerns about this steam tube safety problem. In addition, all require retubing



of their cores in the near term if they are to operate at higher power levels (Ontario Hydro, *An Economic Analysis of Returning to Service the Bruce and Pickering "A" Units*, Table 1). Hydro estimates the cost of addressing the steam generator problem as \$181 million per reactor and the cost of retubing the reactor cores as \$281 million per reactor (*Ontario Hydro Bruce A Nuclear Development/ Heavy water Plant Shutdown and Layup - Study Level Plan - Restoration Capital and OM&A Requirements*). Although the exact timing of these repairs is still under investigation and it is not certain when the repairs will be necessary to ensure continued operation and safety, any extended operation of the station would require more than \$1 billion in capital improvements just to address these two major items.

Hydro has acknowledged that the economics of fixing Bruce 'A' make it's return questionable. Mr. Farlinger has agreed that Hydro's history of dramatic under forecasting of costs and over forecasting of performance suggests that the case for Bruce 'A' refurbishment is not adequately robust at this time given current projections for the cost of gas-fired alternatives.

Against this are uncertainties about the price of gas . A shutdown would also mean that Hydro would also have to write off the asset. While this wouldn't cost anything in immediate cash, it would mean more stranded assets because Hydro would have fewer assets and a smaller future revenue stream. An early shutdown may also increase pressure to decommission the site in the near future with a corresponding hit on ratepayers. Decommissioning will be required in any event, but it is worth considering under what circumstances the economics of decommissioning will be easier or more difficult to deal with.

There is also the serious concern about the emissions caused by coal-fired generation. If they can be run safely and economically, the nuclear plants provide an alternative that is more friendly on the smog and global warming front than coal-fired plants. This is an important factor, considering recent developments coming out of the Kyoto talks on global warming.

Several witnesses before the Committee also expressed concern about the negative impact that the closure of Bruce 'A' will have on a community dominated by Ontario Hydro's presence. This impact on the community and the workers is indeed of considerable concern whether the shutdown is temporary or permanent. Even if the plant were to be refurbished, Hydro's plan indicates that the last of the four reactors would not return to service until 2009.

Any decision to close Bruce 'A', whether permanently or temporarily, will displace some 1700 workers. Approximately 600 will be surplus to complement at Ontario Hydro. If Bruce 'A' is not reopened, the recovery program, assuming Pickering 'A' is restored, will last approximately 5 years, at which time over 1000 positions will have become available due to attrition. While this would mitigate the impact on the workforce, it would not significantly reduce the impact on the Bruce Community which will see a significant loss of population.

Given the possibility that Bruce 'A' will never run again it is incumbent upon us to consider the costs of delaying the decision on whether to declare the shutdown permanent. That cost comes in

the form of a delayed commitment to alternatives and a corresponding prolonged reliance on dirty and expensive coal as a replacement fuel as well as uncertainty for the community.

In the midst of the Committee's deliberations the government released its long awaited "White Paper" on electricity restructuring. This statement of the government's policy direction calls for competition in the electricity market by the year 2000. However, potential generation competitors express concern that reinvestment in Ontario Hydro's nuclear fleet will preclude an opportunity for other generators to enter the market.

If economically appropriate, announcing a permanent shutdown of Bruce 'A' would be a firm signal to those considering investment in cogeneration and other efficient alternatives that there will in fact be a continuing market for their power. There is an approximate two year lead time for approvals and construction of such facilities. If it is assumed that Bruce 'A' is going to be permanently closed, delaying the decision until 2000 would double the period of increased reliance on coal from that two year minimum and would double the corresponding emissions of health impairing particulates and carcinogens, climate imperiling carbon and environmentally hazardous acid gasses.

These factors suggest the need for a careful evaluation of the economics, the environmental impact, the alternatives and the impact upon competition before reaching a final conclusion about whether to close Bruce 'A'.

**If it can be demonstrated before an impartial body that it is economic to restart Bruce 'A' within a framework of competition, then it appropriate for that to occur provided it is both safe and meets strict environmental standards. In that there is urgency in this matter and that it is dominated by the economic questions and impacts, it would be appropriate for this matter to be expeditiously considered by the Ontario Energy Board.**

The OEB should be asked whether Bruce 'A' can run economically and competitively given the capital spending that will be necessary over the next few years. It should also be asked whether there is any possibility that running Bruce 'A' will make it easier to pay for the inevitable decommissioning costs or whether those costs will inevitably form part of Hydro's stranded debt.

**The Minister should immediately refer the question of the merit and timing of a Bruce 'A' shutdown to the Ontario Energy Board for a public hearing and a report within 6 months.**

**In any shutdown of Bruce 'A', either temporary or permanent, Ontario Hydro must act to provide all reasonable protection to the Bruce community and workers and to enhance opportunities for that community provided by the change in circumstance.**

**Whether Bruce 'A' shuts down permanently or not, all operating plants should see an increased permanent staffing level. This should not only improve safety but provide employment opportunities for some of those displaced by any permanent shutdowns.**

If Bruce 'A' were to shut down permanently, there are some opportunities for the Bruce area that could help mitigate the economic impact. These opportunities arise due to the unique characteristics of the site. Hydro's analysis of the cost of closing the Bruce 'A' plant temporarily includes the cost of extending the nearby gas pipeline to the Bruce Energy Centre. This is necessary to provide steam and heat to industrial facilities that presently obtain steam from the Bruce 'A' plant and that provide employment to approximately 400 people in the Bruce area. Hydro's proposal calls for the gas to run furnaces. However, the availability of considerable infrastructure at the site suggests that a large scale cogeneration facility that could efficiently provide both steam and electricity could be both environmentally and economically desirable.

Indeed, the significant generating turbine capacity, transformation and transmission capacity and the investment in physical structures and land suggests that considerable gas powered capacity at the Bruce site may be warranted. The economics of gas pipeline construction are such that there is a relatively small added cost to install a large capacity pipeline rather than a small one. Ontario Hydro should evaluate this opportunity for high-efficiency gas-fired generation with due regard to the need to minimize adverse impacts on the community and workers.

The Committee also heard that there is a significant potential for wind energy on the east shores of Lake Huron and the Bruce Peninsula and that recent large scale wind developments are providing power for 5.5¢/kWh in Alberta and for 7¢/kWh in Quebec.

While the above opportunities could not be expected to replace the jobs that would be lost in the event of a Bruce 'A' closure, they would help mitigate the impact on the Bruce community. Retraining initiatives and an increase in staffing at the remaining plants will do more for the Bruce workforce (see workforce section below).

**We recommend that as part of its electricity restructuring proposal the government should investigate the development of high-efficiency economically viable alternative generation proposals in the Bruce area.**

### **The Pickering 'A' plants:**

As with Bruce 'A' Ontario Hydro has determined that the immediate need to enhance safety at the newer 'B' plants and Darlington requires workers from the Pickering 'A' plant to be at least temporarily redeployed and the plant 'laid up'. Hydro proposes to consider the fate of Pickering 'A' in light of the circumstances two years hence.

Hydro's analysis of the cost of refurbishing Pickering 'A' shows it to be a better candidate economically than Bruce 'A', partly because its unavoidable sunk costs include the cost of its earlier retubing.



While the AECB takes the position that the plants are safe, Chair Agnes Bishop also notes that the Board came close to shutting down Pickering for safety reasons in 1996. Hydro also advises that the temporary shutdown of the Pickering 'A' plants is required to comply with AECB orders for an upgrade to the emergency fast shutdown system.

This, along with community concerns over reactor safety, plant emissions, seismic activity issues, inadequate evacuation procedures and the cost of some safety-related repairs led the Town of Pickering to hold a plebiscite concerning station start-up.

Eighty-seven percent of voters agreed that an environmental assessment hearing should be held before any decision to restore Pickering 'A' is made.

**Given the significant cost and safety questions surrounding any decision to refurbish and restart the Pickering 'A' plant, the public's call for an independent environmental assessment hearing seems eminently reasonable provided Ontario Hydro intends to restart the plant. The government should facilitate this proposal immediately.**

Some have expressed concern that the time required for a public hearing process could delay the potential restart with serious cost and environmental consequences. However, given the two year period before which Ontario Hydro must make its decision, it seems entirely feasible to conduct a thorough public hearing without delay. The Environmental Assessment Board has adequate powers to expedite its process and the Minister can utilize his powers to appoint a mediator to help narrow the points of disagreement before any formal hearing begins to ensure that a decision is available prior to Ontario Hydro's forecast decision date in mid or late 1999.

### **Darlington, Pickering 'B' and Bruce 'B'**

While the need to address degraded safety margins at the B plants and Darlington is clear, several witnesses raised a concern that Ontario Hydro's recovery plan goes beyond that needed to address safety and includes optional and potentially unwise investments in performance improvement.

Certainly Hydro faces the advent of a competitive electricity market in the near future and it is well aware of its need to improve performance to compete in that market. The risk is that Hydro will make investments now that go beyond those economically justified. Given that the government has indicated it will not permit any rate increases in the next two years, any excess investment will increase the amount of stranded debt that will be borne by electricity consumers or taxpayers but not specifically by Hydro's generating group.

At the same time it is apparent that the decision by Hydro's Board was somewhat rushed and less than fully informed. Several Hydro Board members, while accepting the inevitable need for a major investment in a recovery plan, were concerned that there was insufficient financial evaluation and consideration of alternatives. After making its decision, Hydro retained its

auditors, Ernst & Young, to work with Hydro's internal audit group and review certain components of the NAOP, not including the technical evaluation.

Among other criticisms, Ernst & Young found:

- Evidence supporting the examination of a comprehensive range of options with respect to the Nuclear program was not available. Potential options were not documented in a manner that adequately supports the selection of the NAOP option presented to the Board.
- Substantiation of key financial and planning assumptions directly linked to success of the NAOP option were not sufficiently documented including reference to the evidence supporting the reasonableness of the key assumptions used.
- There were inconsistent assumptions used throughout the NAOP options analysis...
- The NAOP is based on key assumptions around labour issues, productivity improvements, and expected nuclear and fossil generating capacity factors. There is no detailed contingency plan developed should any of these assumptions not be attainable.
- Within the NAOP plan certain major capital expenditure items have been identified as key risks, however, the potential financial cost estimates have been excluded from the analysis. The exclusion of these costs could have a material impact on the analysis and decisions.

While Ernst and Young testified that these problems were not serious enough to compromise the NAOP, at the time that Hydro's Board considered the plan, Hydro's internal audit group noted:

"These financial results are based on single point estimates for NAOP costs and performance results. Without an identification of the risk inherent in these inputs, little or no conclusions can be drawn about the overall confidence that this investment will yield the performance results identified within the cost envelope identified. There has also been little opportunity to assess the validity of the cost estimates that have been used. The combination of these factors means there is no quantification of the uncertainty relating to costs and the achievability of the program, particularly given the significant challenges to success identified in the IIPA findings."

The Committee also learned that the NAOP was listed on Hydro's August 12th Board agenda as an information item only and it was only during the course of the meeting that it became a matter for decision. Finally, despite a letter from the Minister of Energy inviting Hydro's Board to consider all the options, it is apparent that the Board's discussions were limited to nuclear options. Comparisons to other generating options were not available to the Board at the time nor



have there been comparisons to conservation or fuel switching or increased conversion of coal fired stations to gas and/or the installation of scrubbing technology.

Despite these revelations and Ernst & Young's rather startling report, Hydro's Chairman has defended the Board decision as sound and not rushed. We are not comforted by such reassurances.

Nor were we comforted by the evidence presented to the Committee about the AECB's oversight role. The AECB, the federal agency responsible for reactor licencing, seems to have been powerless to cause any significant changes at Ontario Hydro Nuclear over a ten year period despite its increasing concern. It was only the threatened shutdown of Pickering in 1996 that seems to have had any impact on Hydro management. The limited 6 month licence given the plant at that time coupled with the persistence of negative peer reviews led to Hydro President Alan Kupcis's decision to bring in external nuclear advisors.

The AECB takes the view that it must issue a licence so long as the plants meet the minimum safety conditions. Thus, while Hydro's steady decline in nuclear safety was of concern to the AECB, it had few tools to intervene so long as Hydro had not crossed the line from minimally acceptable to unsafe.

### **Workforce Impacts**

For reasons of fairness and the need at this critical time to enhance workplace morale, Ontario Hydro should aggressively mitigate the potential for the NAOP to have negative impacts upon its workforce. According to Ontario Hydro there will be a net staffing shortage for several years even with the lay up of the Bruce A and Pickering A stations. However, there will be significant numbers of workers who will have to relocate and Hydro estimates that 700 workers will not have the requisite skills to find a role in the recovery effort. **Ontario Hydro should provide retraining wherever possible to mitigate the impact on workers and the surrounding communities and should continue to provide relocation assistance and placement assistance as necessary.**

This need for Ontario Hydro's Board to protect workers may be particularly important during the next few years of recovery. The IIPA included what can best be described as gratuitous criticisms of the current labour relations situation. The American team who authored the IIPA report and who will lead the recovery effort would appear to have no qualifications to judge the appropriateness of the agreements in force between labour and management yet they were unrestrained in their criticisms. The IIPA report challenges many basic aspects of Hydro's labour agreements including the right to strike. Remarkably, these conclusions about particular provisions appear to have been made without any discussion with the union directly involved. The current contracts were agreed to by management and are squarely within the limits of Ontario labour relations law and practice. However, the attitude revealed by these comments

suggests that employee morale and productivity may decline if senior management adopts the US style management tactics implied by the report.

Numerous witnesses expressed concern to the Committee that past reductions in Hydro's workforce had contributed to the problems at Hydro's nuclear plants. Concern was expressed that the design of the staff reduction programs lead to a loss of expertise. It is also clear that Hydro simply did not have the capacity to keep up with maintenance and with AECB requirements. However, the financial projections Hydro provides appear to assume that current staff levels will be adequate after the recovery phase. The Committee heard that successful U.S. plants have higher staff levels. Given the history and the experience elsewhere, we believe that Hydro will require higher base staff levels in future for those plants that continue to operate. In addition to improving safety, this would further mitigate the impact on workers from any plant closures. Ontario Hydro should evaluate the adequacy of staff levels and present their findings to the Ontario Energy Board as part of the review of the Bruce 'A' decision.

#### **Filling the nuclear gap:**

Hydro's increased reliance on coal-fired generation will double its emissions of the greenhouse gas carbon dioxide, and of nitrogen oxides and sulphur dioxides which are associated with health problems and acid rain. Releases of carcinogens and other health impairing particulates will rise dramatically.

The Ontario Clean Air Alliance and Greenpeace suggest it is time to diversify Ontario's electricity mix and develop cleaner alternatives. They provided the Committee with some disturbing details:

- Mercury is an air toxic released when coal is burned. It causes kidney, liver and brain damage. Provincial and international agreements call for a 90% reduction in emissions of mercury in the Great Lakes Basin. Hydro's strategy will increase its mercury emissions by 70%.
- Nitrogen Oxides are of increasing concern due to their role as a precursor of urban smog. Hydro promised the Ontario Ministry of the Environment that by 2000 its emissions would not exceed 38 kilotonnes. It is now quite likely that Hydro will exceed this limit but rather than propose added measures to reduce emissions Hydro is suggesting that it will purchase nitrogen reduction offsets from other corporations. There is no regulatory mechanism to support such a plan nor was it envisioned as part of Hydro's earlier commitment.

- Ontario Regulation 355 limits Hydro's acid rain causing sulphur dioxide emissions to 175 kilotonnes. Again it appears quite likely that Hydro will exceed this limit and is proposing trades or banking of emissions, neither of which are allowed in the regulation.
- Hydro's emissions of carcinogens are expected to increase by 50 - 60%
- Particulate emissions which aggravate respiratory and cardiovascular disease and are a particular concern for the elderly and young asthmatics will increase 65%.

Hydro's greenhouse gas emissions will also challenge its 1995 commitment to stabilize emissions at 1990 levels by 2000. The current proposals coming forward at Kyoto suggest that this will be far from sufficient.

Despite these dramatic increases in emissions, Hydro's Board was not provided with any details on alternatives to increased coal such as conversion of coal stations to natural gas and/or installation of scrubber technology, high-efficiency cogeneration, wind, energy efficiency or cost effective fuel switching (which has the potential to be available immediately). The Committee heard that there are several thousand megawatts of cogeneration potential in Ontario, much of which is available on a relatively short time frame.

Hydro also continues to fight public sector municipal cogeneration proposals in the courts and to offer rate discounts to industry to discourage cogeneration. While we appreciate the concern that industry can self-generate to avoid its fair share of the cost of Hydro's past mistakes (including the excessive costs of Darlington which industry had cheered on), in a time of capacity shortfall, and recognizing the social costs of pollution from coal burning, Hydro should surely be reconsidering its resistance to cleaner high-efficiency cogeneration proposals, particularly those sponsored by local governments and public utilities, so long as consideration is given to the impact this may have on Hydro's stranded debt.

The Minister of the Environment has suggested that Canada's commitments in Kyoto will mean Hydro's entire recovery plan may have to be reviewed. The Premier, on the other hand, may be less enthusiastic.

We believe Ontario should have a serious strategy for meeting or exceeding the targets set in Kyoto. We urge the Premier and the Minister to clarify the government's position as soon as possible and devise a plan that includes the alternatives described above.

If the nuclear plants can be safely and economically rehabilitated, the emission problems above would be avoided. That is one reason we have proposed that the A plants be assessed in an objective public forum. It is also critical, however, for Hydro to more aggressively pursue other options.

**In light of the severe environmental and health costs from coal-fired generation we recommend that Hydro and the Ministry immediately conduct a detailed assessment of the potential for cleaner alternatives and their relative cost including credit for avoided emissions and institute programs to accelerate the attainment of these resources.**

#### **The White Paper on Competition in the Electricity Sector**

The committee was not given a mandate to study the White Paper and the paper was released late in the period the committee was given to do its work. It will, however, have a very significant impact on the future of the electricity system in this province. We support changes to the way Ontario's electricity market is structured, but we want to make sure that the environment and the consumer are protected. Given this government's record, it is safe to say these things are far from guaranteed.

**We strongly recommend that the White Paper be the subject of public hearings early in 1998.**



Le ministre de l'Environnement a laissé entendre que l'engagement du Canada au sommet de Kyoto signifie qu'il faudra probablement réviser tout le plan de redressement d'Ontario Hydro. Le premier ministre sera sans doute moins enthousiaste.

Nous croyons que l'Ontario devrait posséder une stratégie rigoureuse pour atteindre ou même dépasser les objectifs fixés à Kyoto. Nous pressons le premier ministre et le ministre de préciser dès que possible la position du gouvernement à ce sujet et de préparer un plan qui comprenne les solutions de rechange décrites ci-dessus.

Si l'on peut remettre les centrales nucléaires en état de façon sécuritaire et économique, on évitera les problèmes d'émissions susmentionnés. C'est l'une des raisons pour lesquelles nous avons proposé que les centrales «A» fassent l'objet d'une évaluation le cadre d'une tribune publique objective. Toutefois, il est primordial également qu'Ontario Hydro envisage sérieusement d'autres options.

Étant donné les coûts importants sur le plan environnemental et de la santé qu'entraîne la production d'électricité alimentée au charbon, nous recommandons qu'Ontario Hydro et le ministre procèdent dès maintenant à une évaluation détaillée des solutions de rechange écologiques possibles et de leur coût, y compris les crédits à l'élimination des émissions, et instaurent des programmes pour accélérer l'acquisition de ces ressources.

#### **Le livre blanc sur la concurrence dans le secteur de l'électricité**

Le mandat du Comité ne comprenait pas l'étude du livre blanc, en outre le document a été publié vers la fin de la période accordée au Comité pour soumettre son rapport. Nous estimons toutefois que le livre blanc aura de grandes répercussions sur l'avenir du marché de l'électricité dans la province. Nous appuyons la modification de la structure du marché ontarien de l'électricité, mais nous voulons nous assurer que l'environnement et les consommateurs seront protégés. Si l'on se fie au palmarès du gouvernement actuel, on ne risque pas de se tromper en disant que ces aspects sont loin d'être garantis.

**Nous recommandons fortement que le livre blanc soit soumis à des audiences publiques au début de 1998.**



l'Environnement de l'Ontario que ses émissions ne dépasseraient pas 38 kilotonnes d'ici l'an 2000. Il devient de plus en plus évident qu'Ontario Hydro dépassera cette limite; toutefois, plutôt que d'adopter des mesures supplémentaires pour réduire ses émissions, la Société laisse entendre qu'elle achètera à d'autres sociétés des droits de réduction des émissions d'azote. Il n'existe aucun mécanisme de réglementation à l'appui d'un tel plan et cette mesure n'a jamais fait partie des engagements précédents d'Ontario Hydro.

- Le Règlement 355 de l'Ontario limite à 175 kilotonnes les émissions de dioxyde de soufre d'Ontario Hydro, qui causent des pluies acides. Il semble aussi que dans ce cas la société dépassera la limite imposée. Or, elle propose des échanges ou des accumulations d'émissions, mesures non permises dans le règlement.
- On prévoit que les émissions d'éléments cancérigènes d'Ontario Hydro augmentent de 50 à 60 pour 100.
- Les émissions de particules qui aggravent les affections respiratoires et les maladies cardio-vasculaires et qui constituent un problème particulier pour les aînés et pour les jeunes atteints d'asthme augmentent de 65 pour 100.

Les émissions de gaz à effet de serre d'Ontario Hydro remettent également en question l'engagement pris par la Société en 1995 de stabiliser les émissions aux niveaux de 1990 d'ici l'an 2000. D'après les propositions issues du sommet de Kyoto, cette mesure sera loin d'être suffisante.

Malgré l'augmentation spectaculaire des émissions, le conseil d'administration d'Ontario Hydro ne disposait d'aucune donnée sur des solutions de rechange à l'utilisation accrue du charbon, comme la conversion au gaz naturel des centrales alimentées au charbon et/ou l'installation d'un système d'épuration, la production combinée à efficacité élevée, l'énergie éolienne, l'utilisation d'un carburant efficace sur le plan énergétique ou économique (qui pourrait être disponible dès maintenant). D'après les témoignages entendus par le Comité, les possibilités de production combinée en Ontario sont de l'ordre de plusieurs milliers de mégawatts, dont la plus grande partie pourrait être disponible dans un délai relativement très court.

Ontario Hydro poursuit également sa lutte contre les projets de production combinée municipaux du secteur public devant les tribunaux et continue d'offrir des rabais tarifaires à l'industrie pour décourager la production combinée. Bien que nous soyons conscients du fait que l'industrie puisse produire sa propre électricité pour éviter d'assumer sa juste part du coût des erreurs passées d'Ontario Hydro (notamment les coûts excessifs de Darlington qui avait suscité l'enthousiasme de l'industrie), nous estimons, à la lumière de l'insuffisance actuelle des capacités et des conséquences sociales de la pollution causée par la combustion du charbon, qu'Ontario Hydro devrait cesser de s'opposer à des projets de production combinée efficaces et écologiques, surtout à ceux parrainés par les administrations locales et les services publics, pourvu qu'il soit tenu compte des répercussions possibles de ces projets sur la dette bloquée d'Ontario Hydro.

collectives chez Ontario Hydro, notamment le droit de grève. Bizarrement, il semble que l'équipe en soit arrivée à des conclusions sur certaines dispositions sans avoir même jamais discuté avec le syndicat concerné. Les conventions en vigueur ont obtenu l'assentiment de la direction et respectent en tous points la réglementation et les pratiques en vigueur en matière de relations du travail en Ontario. Cependant, l'attitude révélée par ces commentaires laisse présager une baisse possible du moral et de la productivité des employés si la haute direction adopte le style de gestion préconisé dans le rapport.

De nombreux témoins ont déclaré au Comité qu'ils craignaient que les réductions d'effectifs passées chez Ontario Hydro n'aient contribué à l'émergence des problèmes dans les centrales nucléaires de la Société. On craint que la conception des programmes de réduction du personnel n'aboutisse à une perte d'expertise. Il est clair également que la Société ne disposait pas du personnel nécessaire pour assurer l'entretien et pour respecter les exigences de la CCEA. Cependant, d'après les prévisions financières d'Ontario Hydro, il semblerait que les niveaux de personnel actuels seront suffisants après la période de redressement. Selon certains témoins, les centrales américaines qui fonctionnent bien ont plus de personnel. À la lumière de ce qui prévaut ailleurs, nous croyons qu'Ontario Hydro devra affecter plus de personnel à l'avenir dans les centrales encore en exploitation. En plus d'améliorer la sécurité, cette mesure atténuerait les répercussions des fermetures de centrales sur les travailleurs. Ontario Hydro devrait évaluer la pertinence de ses niveaux de personnel et soumettre ses conclusions à la Commission de l'énergie de l'Ontario dans le cadre de l'examen de la décision concernant la centrale «A» de Bruce.

## Remplacement de l'énergie nucléaire

La dépendance accrue d'Ontario Hydro à l'égard de l'alimentation au charbon doublera ses émissions de dioxyde de carbone à effet de serre et d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre associées aux problèmes de santé et aux pluies acides. Les émissions d'éléments cancérogènes et autres particules néfastes pour la santé augmenteront de façon spectaculaire. Selon les recommandations de l'Ontario Clean Air Alliance et de Greenpeace, le temps est venu pour l'Ontario de diversifier ses sources d'électricité et de mettre au point des solutions de rechange écologiques. Les deux organismes ont fourni des détails troublants au Comité :

- Le mercure est un agent toxique de l'air libéré par la combustion du charbon. Il cause des dommages aux reins, au foie et au cerveau. Les accords provinciaux et internationaux réclament une réduction de l'ordre de 90 pour 100 des émissions de mercure dans le bassin des Grands Lacs. Or, la stratégie d'Ontario Hydro donnera lieu à une augmentation de 70 pour 100 de ses émissions de mercure.
- Les oxydes d'azote sont un sujet d'inquiétude croissant à cause de leur rôle dans la formation du smog dans les villes. Ontario Hydro a promis au ministère de

conservation de l'énergie, le changement de carburant, la transformation de davantage de centrales thermiques alimentées au charbon en centrales alimentées au gaz ou l'installation d'un système d'épuration.

Malgré ces révélations et le rapport plutôt renversant de Ernst & Young, le président du conseil d'Ontario Hydro a défendu la décision du conseil comme étant une décision judiciaire et réfléchie. Cette prise de position ne nous rassure pas du tout.

Les témoignages entendus par le Comité sur le rôle de supervision joué par la CCEA ne nous rassurent pas non plus. Il semble que la CCEA, qui est l'organisme fédéral responsables dans les activités nucléaires d'Ontario Hydro au cours d'une période de dix ans malgré ses préoccupations accrues. Seule la menace de fermer la centrale de Pickering en 1996 semble avoir eu un impact sur la direction d'Ontario Hydro. Le permis d'exploitation de six mois seulement accordé pour Pickering à ce moment, conjugué à des études continuellement négatives en provenance du milieu, a incité le président de la Société, M. Alan Kupcis, à faire appel à des conseillers externes en énergie nucléaire.

La CCEA estime qu'elle doit accorder un permis d'exploitation tant et aussi longtemps que les centrales satisfont aux conditions minimales en matière de sécurité. Ainsi, alors que la détérioration continue de la sécurité des centrales nucléaires d'Ontario Hydro inquiétait la CCEA, ses moyens d'intervention étaient très limités tant que la société ne franchissait pas la ligne entre le minimum acceptable et l'absence totale de sécurité.

## Répercussions sur la main-d'œuvre

Pour des raisons d'équité et pour la nécessité de relever le moral de sa main-d'œuvre en cette période critique, Ontario Hydro devrait déployer tous les efforts nécessaires pour atténuer les répercussions négatives possibles du POBPN sur sa main-d'œuvre. D'après la société, il y aura une pénurie importante de personnel pendant plusieurs années malgré l'arrêt des activités des centrales «A» de Bruce et de Pickering. Par contre, il faudra déplacer un grand nombre de travailleurs et Ontario Hydro estime que 700 travailleurs n'auront pas les qualifications nécessaires pour jouer un rôle dans les efforts de redressement. La Société devrait recycler le plus grand nombre de travailleurs possible pour atténuer l'impact sur les travailleurs et sur les collectivités concernées et devrait continuer d'offrir au besoin une aide au déplacement et au placement.

La nécessité pour le conseil d'administration d'Ontario Hydro de protéger les travailleurs sera particulièrement évidente au cours des premières années du plan de redressement. Le RIÉPI renferme ce qu'il convient d'appeler des critiques gratuites de la situation actuelle des relations du travail. L'équipe américaine qui a rédigé le rapport et qui dirigera l'effort de redressement ne semble aucunement qualifiée pour juger de la pertinence des conventions collectives en vigueur entre les travailleurs et la direction, mais cela ne l'a pas empêchée de critiquer à tour de bras. Dans son rapport, l'équipe américaine remet en cause un grand nombre des aspects fondamentaux des conventions



Entre autres critiques, Ernst & Young a fait les constatations suivantes :

- Il n'y avait aucune preuve à l'appui de l'examen d'une gamme d'options exhaustive dans le cadre du programme nucléaire. Les options possibles n'étaient pas documentées de façon à appuyer le choix de l'option du POBPN présentée au conseil d'administration.
- La justification des hypothèses clés sur le plan des finances et de la planification, directement liées au succès de l'option du POBPN, n'était pas suffisamment documentée, notamment les preuves à l'appui de la nature raisonnable des hypothèses utilisées.
- L'analyse des options du POBPN comportait des hypothèses incohérentes.
- Le POBPN est fondé sur des hypothèses clés portant sur la main-d'œuvre, l'amélioration de la productivité et la capacité prévue de production d'énergie nucléaire et fossile. Aucun plan de rechange détaillé n'est prévu au cas où ces hypothèses ne se réaliseraient pas.
- Certaines dépenses majeures en immobilisations sont définies dans le POBPN comme des risques importants; cependant, les coûts financiers estimatifs ont été exclus de l'analyse, ce qui pourrait avoir des répercussions importantes sur l'analyse et les décisions.

Selon le témoignage d'Ernst & Young, ces problèmes n'étaient pas suffisamment graves pour compromettre le POBPN; toutefois à l'époque où le conseil d'administration d'Ontario Hydro étudiait le plan, le groupe de vérification interne de la Société a noté ce qui suit :

« Ces résultats financiers reposent sur des estimations ponctuelles des coûts et de la performance du POBPN. En l'absence d'une définition des risques inhérents à ces données, il est à peu près impossible de conclure que cet investissement donnera les résultats escomptés dans l'enveloppe de coûts concernée. De plus, nous n'avons pas eu l'occasion d'évaluer la validité des coûts estimatifs utilisés. La combinaison de ces facteurs signifie qu'il n'y a aucune quantification de l'incertitude liée aux coûts et de la faisabilité du programme, en particulier à la lumière des obstacles importants à surmonter indiqués dans le RIEPI. »

Le Comité a appris également que le POBPN figurait à l'ordre du jour de la réunion du 12 août du conseil d'administration d'Ontario Hydro comme élément d'information seulement; c'est uniquement au cours de la réunion qu'on en a fait un sujet de décision. Enfin, malgré une lettre du ministre de l'Énergie invitant le conseil d'administration d'Ontario Hydro à envisager toutes les options possibles, il est évident que les discussions du conseil ont porté uniquement sur les options nucléaires. Les membres du conseil ne disposaient d'aucune comparaison avec d'autres options de production d'électricité à ce moment, et aucune comparaison n'a été faite avec des options comme la

Étant donné les enjeux sur le plan des coûts et de la sécurité liés à la décision de remettre en état et en service la centrale «A» de Pickering, la demande d'une audience d'évaluation environnementale indépendante semble tout à fait raisonnable si Ontario Hydro a l'intention de remettre la centrale en service. Le gouvernement doit faciliter la réalisation de cette proposition sur-le-champ.

Certains s'inquiètent du fait que le temps requis pour tenir une audience publique puisse retarder la remise en service de la centrale, ce qui entraînerait des coûts importants et des répercussions sur l'environnement. Toutefois, étant donné qu'Ontario Hydro doit faire connaître sa décision dans deux ans seulement, il est tout à fait possible de mener une audience publique exhaustive sans retarder quoi que ce soit. La Commission des évaluations environnementales dispose des pouvoirs nécessaires pour accélérer le processus et le ministre a le pouvoir de nommer un médiateur pour cerner les points en litige avant le début de l'audience pour assurer qu'une décision est prise avant la date où Ontario Hydro est censée faire part de sa décision, soit vers le milieu ou vers la fin de 1999.

### Centrale de Darlington et centrales «B» de Pickering et de Bruce

Même s'il est clair qu'il faut régler les problèmes de sécurité aux centrales «B» et à la centrale de Darlington, plusieurs témoins s'inquiètent du fait que le plan de redressement d'Ontario Hydro ne se restreint pas à ce qui est nécessaire pour régler les problèmes de sécurité, il prévoit en outre des investissements facultatifs et probablement peu judicieux dans l'amélioration de la performance.

Il est certain qu'Ontario Hydro devra faire face à l'ouverture du marché de l'électricité à court terme et la société est parfaitement consciente de la nécessité d'améliorer sa performance pour être compétitive dans ce marché. Le risque, c'est qu'elle fasse des maintenanements des investissements excédant ceux qui sont pleinement justifiés sur le plan économique. Étant donné que le gouvernement a indiqué qu'il ne permettrait aucune augmentation des tarifs pendant les deux prochaines années, tout investissement excédentaire augmentera la dette bloquée d'Ontario Hydro, qui sera absorbée par les consommateurs d'électricité ou les contribuables et non par le groupe de production d'électricité de la Société.

Par ailleurs, il est évident que la décision prise par le conseil d'administration d'Ontario Hydro a été prise à la hâte et en l'absence des renseignements nécessaires pour prendre une décision éclairée. Plusieurs membres du conseil de la Société, tout en acceptant la nécessité inévitable d'un investissement majeur dans un plan de redressement, se sont dits préoccupés par l'insuffisance de l'évaluation des aspects financiers et par le peu de solutions de rechange envisagées. Après avoir pris sa décision, Ontario Hydro a retenu les services de ses vérificateurs, Ernst & Young, pour qu'ils examinent, de concert avec le groupe de vérification interne de la Société, certains aspects du POBPN, compte tenu de l'évaluation technique.



Le Comité a également appris qu'il existe d'importantes possibilités de production d'électricité au moyen d'éoliennes sur les rives est du lac Huron et de la péninsule de Bruce. Les grandes éoliennes installées récemment en Alberta et au Québec fournissent de l'électricité au coût de 5,5 cents le kilowatt/heure et 7 cents le kilowatt/heure respectivement dans ces deux provinces.

Bien que les possibilités susmentionnées ne puissent remplacer les emplois perdus à la suite de la fermeture de la centrale «A» de Bruce, elles permettraient d'atténuer les répercussions sur la collectivité de Bruce. Les initiatives de recyclage des travailleurs et l'augmentation du personnel dans le reste des centrales viendraient davantage en aide à la main-d'œuvre de Bruce (voir répercussions sur la main-d'œuvre plus loin).

**Nous recommandons que le gouvernement étudie le développement de projets économiquement viables et d'une grande efficacité comme solutions de rechange pour la production d'électricité dans la région de Bruce, dans le cadre de son projet de restructuration du marché de l'électricité.**

### **La centrale «A» de Pickering**

Comme dans le cas de la centrale «A» de Bruce, Ontario Hydro a établi que, pour augmenter immédiatement la sécurité aux nouvelles centrales «B» et à la centrale de Darlington, il faut redéployer au moins temporairement les travailleurs de la centrale «A» de Pickering et de «mettre en réserve» la centrale. Ontario Hydro se propose d'examiner le sort de la centrale «A» de Pickering à la lumière de la situation qui prévaut dans deux ans.

D'après l'analyse des coûts de remise en état de la centrale «A» de Pickering, faite par Ontario Hydro, la remise en état de cette centrale coûterait moins cher que celle de la centrale «A» de Bruce, en partie parce que les frais fixes évitables de Pickering comprennent les frais encourus plus tôt pour le retubage.

Bien que la CBEA considère que les centrales sont sécuritaires, la présidente Agnes Bishop fait remarquer que la Commission a failli fermer Pickering pour des raisons de sécurité en 1996. Ontario Hydro souligne en outre qu'il est nécessaire de fermer temporairement la centrale «A» de Pickering pour se conformer aux ordonnances de la CBEA portant sur la modernisation du système d'arrêt d'urgence.

Tout ceci, conjugué aux préoccupations de la collectivité à l'égard de la sécurité des réacteurs, des émissions de la centrale, des questions d'activité sismique, des procédures d'évacuation inadéquates et du coût de certaines réparations liées à la sécurité a incité la ville de Pickering à consulter la population au sujet de la remise en service de la centrale. Quatre-vingt-sept pour 100 ont voté en faveur de la tenue d'une audience d'évaluation environnementale avant qu'une décision quelconque soit prise au sujet de la remise en service de la centrale «A» de Pickering.

donné que la question est urgente et dominée par l'aspect économique, la Commission de l'énergie de l'Ontario devrait examiner la question avec célérité.

La CEO devrait déterminer s'il est possible de faire fonctionner la centrale «A» de Bruce de façon économique et compétitive à la lumière des sommes qu'il faudra y englober au cours des prochaines années. Elle devrait également examiner si l'exploitation de la centrale peut d'une façon ou d'une autre faciliter l'absorption des coûts du déclassement inévitable ou si ces coûts feront inévitablement partie de la dette bloquée d'Ontario Hydro.

Le ministre devrait confier dès maintenant à la Commission de l'énergie de l'Ontario l'examen de la pertinence de la fermeture de la centrale «A» de Bruce afin qu'elle tienne une audience publique sur la question et qu'elle soumette un rapport dans les six mois.

Dans le cas de la fermeture temporaire ou permanente de la centrale «A» de Bruce, Ontario Hydro doit prendre toutes les mesures raisonnables nécessaires pour protéger la collectivité et les travailleurs de Bruce et pour améliorer les débouchés qui s'offrent à la collectivité dans le cadre de ce changement de situation.

Que l'on ferme ou non en permanence la centrale «A» de Bruce, il faut augmenter le personnel permanent dans toutes les centrales en activité. Ainsi, en plus d'améliorer la sécurité, on offrirait des débouchés d'emploi aux personnes touchées par les fermetures permanentes.

Si l'on ferme la centrale en permanence, il existe des débouchés pour la région de Bruce, offerts par les caractéristiques uniques du site et qui pourraient atténuer les répercussions économiques de la fermeture pour la région. L'analyse du coût de la fermeture temporaire de la centrale «A» de Bruce faite par Ontario Hydro comprend le coût de prolongement du gazoduc, qui passe à proximité, jusqu'au centre énergétique de Bruce. Le prolongement est nécessaire pour fournir de la vapeur et de la chaleur aux installations industrielles qui sont alimentées en vapeur par la centrale «A» de Bruce et qui fournissent de l'emploi à environ 400 personnes dans la région. Cependant, l'infrastructure de taille disponible sur l'emplacement indique qu'une installation de production combinée à grande échelle qui pourrait fournir de la vapeur et de l'électricité de façon efficace serait souhaitable tant du point de vue de l'environnement que du point de vue économique.

En fait, la capacité importante des turbines de production, les grandes capacités de transformation et de transport et les investissements dans les structures physiques et le terrain semblent appuyer la construction d'une installation de grande capacité alimentée au gaz sur le site de Bruce. Les coûts de construction d'un gazoduc sont tels que l'installation d'un pipeline de grande capacité ne coûte pas beaucoup plus cher que celle d'un petit pipeline. Ontario Hydro devrait évaluer cette possibilité de production alimentée au gaz très efficace en regard de la nécessité de réduire au minimum les répercussions négatives sur la collectivité et sur les travailleurs.

travailleurs. Même si la Société remet la centrale en état, le plan d'Ontario Hydro indique que les quatre derniers réacteurs ne seront pas remis en service avant 2009.

La décision de fermer, de façon permanente ou temporaire, la centrale «A» de Bruce touchera environ 1 700 travailleurs. Environ 600 d'entre eux seront en excédent chez Ontario Hydro. Si la centrale «A» de Bruce reste fermée, le programme de redressement, en supposant le remise en état de la centrale «A» de Pickering, durera environ cinq ans. À ce moment, plus de 1 000 postes seront devenus vacants à la suite de la réduction des effectifs par attrition. Cette situation atténuerait les répercussions sur la main-d'œuvre, mais elle ne diminuerait pas de façon importante les répercussions sur la collectivité de Bruce, qui perdrait une grande partie de sa population.

Devant la possibilité que la centrale «A» de Bruce ne soit jamais remise en service, il nous incombe d'examiner les coûts du report de la décision de déclarer ou non permanent l'arrêt des activités. Ces coûts prennent la forme de l'adoption reportée de solutions de rechange, du prolongement correspondant de la dépendance à l'égard du charbon salissant et coûteux comme carburant de remplacement, ainsi que de l'incertitude dans la collectivité.

Au cours des délibérations du Comité, le gouvernement a publié son livre blanc tant attendu sur la restructuration du marché de l'électricité. L'objectif du gouvernement énoncé dans ce document est d'ouvrir le marché de l'électricité à la concurrence d'ici l'an 2000. Cependant, les concurrents potentiels craignent que de nouveaux investissements dans les centrales nucléaires d'Ontario Hydro n'empêchent d'autres producteurs de pénétrer le marché.

Si la chose s'avère pertinente sur le plan économique, la fermeture permanente de la centrale «A» de Bruce indiquerait sans équivoque à ceux qui songent à investir dans la production combinée et dans d'autres solutions de rechange efficaces qu'il y aura un marché pour leur électricité. Il faut compter environ deux ans pour obtenir les approbations nécessaires et construire de telles installations. Si l'on suppose que la centrale «A» de Bruce sera fermée en permanence, le report de la décision jusqu'en l'an 2000 vient doubler la période de dépendance accrue à l'égard du charbon qui est d'au moins deux ans et vient aussi doubler les émissions correspondantes de particules et d'éléments cancérigènes néfastes pour la santé, d'émissions d'oxyde de carbone qui mettent le climat en péril et de gaz acides dangereux pour l'environnement.

Ces éléments témoignent de la nécessité d'évaluer soigneusement les répercussions économiques et environnementales, les solutions de rechange et l'impact sur la concurrence avant de régler pour de bon le sort de la centrale «A» de Bruce.

Si l'on peut prouver devant un organisme impartial que la remise en service de la centrale «A» de Bruce est une bonne affaire sur le plan économique dans un marché ouvert à la concurrence, c'est alors la voie à suivre à la condition que la centrale soit sécuritaire et qu'elle respecte des normes environnementales rigoureuses. Étant



C'est l'avenir à long terme des centrales «A» qu'il faut examiner.

La centrale «A» de Bruce aura bientôt besoin de réparations majeures. À l'heure actuelle, une unité est fermée en permanence, deux ont une durée de vie très limitée à cause de la détérioration continue du tube du générateur de vapeur et la dernière unité a déjà été «mise en réserve» à cause de ce problème. De plus, il faudra effectuer le retubage du cœur de tous les réacteurs à court terme si l'on veut accroître leur puissance (Ontario Hydro, *An Economic Analysis of Returning to Service the Bruce and Pickering «A» Units*, tableau 1). D'après les estimations d'Ontario Hydro, il en coûterait 181 millions de dollars par réacteur pour régler le problème du générateur de vapeur et 281 millions de dollars par réacteur pour effectuer le retubage (Ontario Hydro Bruce A Nuclear Development/Heavy water Plant Shutdown and Layup – Study Level Plan – *Restoration Capital and O&M&A Requirements*). Même si l'on ignore encore le moment exact où la Société sera contrainte de faire ces réparations pour maintenir l'exploitation sécuritaire de la centrale, on sait que le prolongement de l'exploitation de la centrale exigerait des dépenses en immobilisations supérieures à un milliard de dollars juste pour régler ces deux problèmes importants.

Ontario Hydro reconnaît que les coûts de réparation de la centrale «A» de Bruce remettent en question leur remise en service. M. Farlinger convient qu'à la lumière de la manie bien connue d'Ontario Hydro de considérablement sous-estimer les coûts et surestimer le rendement, la remise en état de la centrale «A» de Bruce ne repose pas sur des assises solides pour le moment étant donné les prévisions de coût actuelles des centrales alimentées au gaz.

Par contre on ignore quel sera le prix du gaz. De plus, l'arrêt des activités d'une centrale signifierait également qu'Ontario Hydro devrait rayer cet actif de son bilan. Bien que cette mesure n'entraînerait aucun déboursé immédiat, elle ferait augmenter l'actif bloqué d'Ontario Hydro puisque la Société aurait moins d'éléments d'actif et que sa source de revenus serait réduite. L'arrêt précocé des activités peut aussi entraîner le déclassement du site à court terme, ce qui aurait des répercussions sur la clientèle. Il faudrait procéder au déclassement de toute façon, mais il vaut la peine d'examiner dans quelles circonstances il sera plus facile ou moins facile de faire face aux coûts du déclassement. La question des émissions causées par l'alimentation au charbon est également une grande source de préoccupation. Si l'on peut exploiter les centrales nucléaires de façon sécuritaire et économique, elles constituent une solution de rechange plus écologique que les centrales thermiques alimentées au charbon, qui favorisent la formation de smog et le réchauffement de la planète. C'est un élément important, à la lumière des résultats du sommet de Kyoto sur le réchauffement de la planète.

Selon plusieurs témoignages entendus par le Comité, on s'inquiète aussi des répercussions négatives de la fermeture de la centrale «A» de Bruce sur cette collectivité dominée par la présence d'Ontario Hydro. Que l'arrêt des activités soit temporaire ou permanent, les répercussions pourraient être considérables pour la collectivité et les

## Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro Rapport du Comité parlementaire NPD

### Introduction

Nous sommes d'accord en grande partie avec le rapport de la majorité. Plus précisément, nous nous entendons pour dire que les mécanismes de responsabilisation interne et externe laissent à désirer, que la réglementation de la CCEA en matière de sécurité nucléaire est inadéquate et que l'absence d'un système de réglementation public exécutoire dans la province est une lacune de taille qui a contribué à la situation actuelle. Bien que nous déplorions avec les autres membres du Comité l'adoption contestable du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, nous n'avons pas d'autre choix que d'appuyer les investissements nécessaires pour maintenir en activité les centrales nucléaires qui continuent de fonctionner de façon sécuritaire.

Nous déplorons toutefois que le Comité, dans ses recommandations, ne traite pas du problème pressant qui consiste à assurer l'adoption d'un processus adéquat pour les décisions importantes qui seront prises au cours des prochains mois, surtout celles concernant les centrales «A» de Pickering et de Bruce. Ces décisions auront des répercussions considérables sur le plan économique, environnemental et social et doivent tenir compte de l'ouverture du marché de l'électricité annoncée récemment par le gouvernement.

Plus précisément, nous craignons qu'Ontario Hydro prenne des décisions qui aboutissent à des investissements non rentables dans un marché concurrentiel et que les changements proposés n'entraînent des problèmes environnementaux graves, quoique évitables. Un autre point préoccupant est le fait qu'Ontario Hydro ne semble pas avoir l'intention d'augmenter le personnel permanent dans les centrales nucléaires, mesure qui semble nécessaire pour améliorer le fonctionnement de ces installations.

### La centrale «A» de Bruce

La CCEA a déclaré que les réacteurs en activité sont sécuritaires à l'heure actuelle.

Cependant, confrontée à un défi de taille sur le plan de la direction, des finances et de la dotation en personnel et aux tentatives infructueuses déployées jusqu'ici pour corriger le problème, Ontario Hydro s'est vue obligée de faire des choix. La Société veut réaffecter et recycler du personnel pour réparer 12 réacteurs maintenant (aux centrales «B» de Pickering et de Bruce et à la centrale de Darlington) et décider du sort des sept centrales «A» de Pickering et de Bruce dans respectivement deux et trois ans. Ces vieilles centrales «A» présentent des problèmes de sécurité particuliers qu'il serait plus coûteux de régler que les problèmes importants décelés aux centrales «B» de Pickering et de Bruce et à la centrale de Darlington.



contexte du livre blanc, les députés libéraux du Comité appuient fermement la recommandation du rapport selon laquelle Ontario Hydro et le gouvernement doivent informer des que possible les collectivités touchées par le Plan pour qu'elles sachent à quoi s'en tenir. La situation actuelle est le pire scénario : on ignore quelles centrales seront «mises en réserve» et à quel moment, et si les centrales seront remises ou non en service et quand. Pour rassurer les collectivités touchées, il est essentiel qu'Ontario Hydro publie un plan détaillé de l'arrêt et de la remise en service de ses réacteurs nucléaires défectueux. Ces renseignements sont nécessaires non seulement aux populations touchées, mais aussi au nouveau marché de l'électricité, car il est peu probable que des entreprises privées s'engagent dans la production d'électricité si Ontario Hydro laisse planer des doutes sérieux sur ce qu'elle entend faire de ses réacteurs nucléaires.

*l'électricité*. Les députés libéraux du Comité déplorent le fait que le rapport du Comité spécial n'appuie pas clairement le recours du gouvernement à son pouvoir d'imposer des directives. Nous estimons que cette omission affaiblit considérablement le rapport et ses recommandations.

Plus précisément, les députés libéraux du Comité font les recommandations suivantes :

1. Le gouvernement de l'Ontario doit ordonner à Ontario Hydro de terminer le Plan d'optimisation des biens de production nucléaire (POBP) et d'y inclure une analyse de rentabilisation détaillée et toutes les données financières à l'appui, d'ici la fin de janvier 1998. Le gouvernement de l'Ontario (CEO) aux fins d'examen et d'évaluation. La CEO devra publier un rapport de son évaluation.
2. Le gouvernement de l'Ontario doit ordonner à Ontario Hydro de fournir des rapports exhaustifs réguliers sur les progrès de la mise en œuvre du POBP. Le gouvernement soumettra ensuite ces rapports à la CEO aux fins d'examen et d'évaluation. La CEO devra publier un rapport de son évaluation.

3. Le gouvernement de l'Ontario doit ordonner à Ontario Hydro d'élaborer un plan d'activités énonçant les objectifs commerciaux de la société pour son actif nucléaire dans le nouveau marché concurrentiel de l'électricité en Ontario. Le gouvernement doit soumettre ce plan à la CEO aux fins d'examen et d'évaluation. La CEO devra publier un rapport de son évaluation.

4. (i) Le gouvernement de l'Ontario doit déposer une loi dans les plus brefs délais prévoyant la restructuring d'Ontario Hydro, l'ouverture du marché de l'électricité et la protection de l'avoir des Ontariennes et des Ontariens dans l'actif d'Ontario Hydro;

- (ii) Le gouvernement de l'Ontario doit soumettre cette loi, après la deuxième lecture, à un Comité de l'Assemblée législative aux fins d'examen. La loi sera également soumise à l'examen et aux commentaires de la CEO.

- (iii) Le gouvernement doit inclure dans la loi l'obligation de fournir des rapports publics exhaustifs à intervalles réguliers sur le processus de restructuring ainsi que l'obligation de soumettre automatiquement ces rapports à un Comité de l'Assemblée législative aux fins d'examen.

## Le besoin de certitude

Tout en reconnaissant l'importance d'évaluer soigneusement la pertinence et les coûts de l'orientation finale du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire dans le

Cette insouciance est démontrée sans équivoque par le traitement cavalier accordé par le conseil d'administration d'Ontario Hydro au cours de sa réunion du 12 août 1997 à une lettre du ministre de l'Énergie et de l'Environnement, M. Norm Sterling, reçue le jour précédent. Le Ministre demandait au conseil d'évaluer soigneusement toutes les options possibles avant d'adopter un plan de redressement global. Les députés libéraux du Comité éprouvent de très vives préoccupations devant l'indifférence manifestée par le conseil d'administration d'Ontario Hydro à l'égard de la demande du Ministre et trouvent inquiétant le fait que le conseil ait adopté un plan d'une telle envergure, comportant des déboursés de plusieurs milliards de dollars, sans tenir compte des réserves exprimées par le gouvernement de l'Ontario.

Il faut responsabiliser davantage Ontario Hydro de façon qu'elle puisse à la fois se redresser et se transformer. Par ailleurs, le gouvernement provincial doit être prêt à assumer sa part de responsabilités au cours du processus de redressement et de transformation. Il est évident qu'Ontario Hydro est en mauvaise posture et qu'elle est confrontée à des choix difficiles. Toutefois, au moment où la société fait ses choix, le gouvernement a la responsabilité et le devoir de représenter et de protéger l'intérêt public sur le plan de la sécurité, de la fiabilité, des tarifs d'électricité et de la concurrence sur le marché de l'électricité, et de protéger les investissements de plusieurs milliards de dollars des Ontariennes et des Ontariens dans Ontario Hydro et ses éléments d'actif.

La fourniture sécuritaire et fiable d'électricité est depuis longtemps un aspect déterminant du mandat d'Ontario Hydro. C'est un engagement qu'il faut maintenir. Cependant, le service public actuel, tout en entreprenant un plan de redressement de plusieurs milliards de dollars de ses activités nucléaires, fait également face à une restructuration en profondeur du marché de l'électricité, comme en fait foi le livre blanc du gouvernement publié au début du mois de novembre. Les deux processus sont maintenant indissolublement liés, et les décisions concernant chaque processus deviennent encore plus importantes et plus complexes.

Le Parti libéral appuie l'ouverture du marché de l'électricité. Par contre, nous croyons fermement que le gouvernement doit prendre les mesures nécessaires pour assurer que la concurrence s'exerce dans le respect de règles équitables et qu'Ontario Hydro ne soit ni injustement avantagée ni injustement désavantagée. Les choix faits par Ontario Hydro à l'égard du redressement de ses activités nucléaires peuvent avoir des répercussions importantes sur le nouveau marché de l'électricité. Or, il incombe au gouvernement de s'assurer que ces répercussions seront surveillées et gérées. Le gouvernement doit en outre s'assurer que les investissements considérables des Ontariennes et des Ontariens dans Ontario Hydro ne perdront rien de leur valeur au cours des processus de redressement et de restructuration. On ne doit pas sacrifier l'avoir des Ontariennes et des Ontariens dans Ontario Hydro pour permettre à d'autres de réaliser des profits inespérés.

À la lumière de ces changements considérables et de ces choix importants, le gouvernement ne doit pas hésiter à recourir à ses pouvoirs pour adopter les politiques nécessaires pour protéger l'intérêt public. Les députés libéraux du Comité estiment que le gouvernement doit par conséquent exercer ses pouvoirs de législateur à

## **COMMENTAIRES DES DÉPUTÉS LIBÉRAUX DU COMITÉ SUR LE RAPPORT DU COMITÉ SPÉCIAL DES AFFAIRES NUCLÉAIRES D'ONTARIO HYDRO**

### **Introduction**

Même si le gouvernement de l'Ontario n'a accordé que deux mois au Comité spécial pour mener à bien ses travaux, le Comité a effectué un examen approfondi des événements qui ont abouti aux révélations troublantes d'Ontario Hydro en août dernier selon lesquelles un examen indépendant avait conclu que la performance de ses centrales nucléaires était «juste acceptable», que son p.-d. g. avait démissionné et que son conseil d'administration avait adopté un plan de redressement de 5 à 8 milliards de dollars prévoyant notamment la «mise en réserve» de sept réacteurs nucléaires.

Bien que les députés libéraux du Comité appuient de façon générale le rapport du Comité spécial, nous avons préconisé une plus grande précision dans certaines recommandations clés. Nous croyons en outre qu'un certain nombre d'observations et de préoccupations supplémentaires doivent être documentées. Les présents commentaires visent à énoncer ces préoccupations et à fournir un certain nombre de recommandations plus strictes.

### **Obligation redditionnelle et mandat**

Au cours de ses nombreuses années d'existence, Ontario Hydro a entretenu des rapports complexes et ambigus avec le gouvernement de l'Ontario. En fait, quel que soit le parti au pouvoir, le gouvernement s'est peu préoccupé en général de réclamer d'Ontario Hydro qu'elle rende compte de ses actes et de ses plans. Or, c'est la situation qui prévaut encore à l'heure actuelle.

L'absence d'obligation redditionnelle dans l'ensemble des activités d'Ontario Hydro a été démontrée clairement au Comité par le président actuel du conseil d'administration de la Société et par d'anciens présidents du conseil. Selon leurs témoignages, la Société était incapable de régler les problèmes qui se multipliaient dans ses centrales nucléaires parce que dans la «culture» d'Ontario Hydro, on ne disposait pas du cadre de responsabilisation nécessaire pour cerner et régler ces problèmes.

Malheureusement, cette absence de responsabilisation n'est pas l'apanage des activités nucléaires d'Ontario Hydro. Les députés libéraux du Comité profitent de l'occasion pour exprimer des doutes très sérieux sur la décision très importante prise par le conseil d'administration d'Ontario Hydro lors de sa réunion du 12 août 1997. Cette décision entraîne des dépenses de plusieurs milliards de dollars et touchent un grand nombre de collectivités. Il est évident dans notre esprit que le conseil a agi à la hâte, en l'absence de données financières et techniques suffisantes et sans égard à ses responsabilités.



centrale moyenne a engagé des dépenses de 20 millions de dollars par an en coûts d'immobilisations. Il existe des écarts importants dans les données de base entre différentes centrales et différentes années pour la même centrale. Pour arriver aux prévisions de 15 millions de dollars, il a été supposé que les projets réalisés dans le cadre du plan de redressement du POBPN auraient un effet favorable sur l'entretien à court terme des immobilisations.

Réponse :

Cette observation traduit correctement l'hypothèse selon laquelle le capital de maintien de 20 millions de dollars par centrale pendant la phase de redressement soit ramené à 15 millions de dollars par centrale après cette phase. Autre facteur qui appuie cette réduction : les grands projets d'immobilisations du POBPN, comme le remplacement des générateurs à vapeur et l'installation de nouveaux tubes, ainsi que les travaux de remise en état. Ces travaux, pendant que les centrales sont hors service, s'ajoutent aux prévisions des immobilisations de 15 millions de dollars du budget de maintien de base.

	<p><u>Réponse :</u></p> <p>Toutes les mesures recommandées aux pages 18 et 19 du rapport de Ernst &amp; Young sont couvertes. Si des scénarios précis en cas de retard du projet ne sont pas élaborés, des efforts seront déployés pendant la planification opérationnelle pour que les échéanciers du projet soient réalistes et réalisables.</p>	financières du POBPN - page 18 et page 19
4.11)	<p>Coûts différentiels de la société de production de l'électricité - mesures recommandées - analyser et modeler d'autres options concernant d'autres sources d'énergie pour qu'un plan d'urgence soit en place si d'importantes hypothèses de planification ne se réalisent pas.</p>	Évaluation des prévisions financières du POBPN - page 21
<p><u>Réponse :</u></p> <p>Voir 4.6.</p>		
4.12)	<p>Projet de redressement du POBPN - Le système de surveillance actuel n'a pas le champ d'action ni l'orientation suffisante pour pouvoir tenir compte de tous les projets de redressement prévus. La mise en application du nouveau système de suivi du rendement est prévu pour le 1<sup>er</sup> janvier 1998.</p>	Projet de redressement du POBPN – page 26
<p><u>Réponse :</u></p> <p>Voir 4.7.</p>		
4.13)	<p>Budget de maintien de base - Quelques-uns des 60 projets de redressement prévoient des augmentations du budget de maintien de base qui dépassent le 1,5 milliard de dollars prévus pour le redressement dans le cadre du POBPN. Ces augmentations se situent, selon les estimations, à 125 millions de dollars par an. Il est supposé que ce montant entrera dans le budget de maintien de base, qui s'élève à 1,2 milliard de dollars. Un rapprochement sur l'inclusion des 125 millions de dollars dans ce budget n'a pas été établi.</p>	Annexe 2 - Budget de maintien de base - page 32
<p><u>Réponse :</u></p> <p>L'écart des coûts d'OM&amp;A de 125 millions de dollars est inclus dans le montant du budget de maintien de base de 1,2 milliard de dollars par an. Pendant la planification opérationnelle, le travail représenté par l'écart de 125 millions de dollars concernant le budget de maintien de base par suite des projets du POBPN sera incorporé dans les programmes OM&amp;A de base.</p>		
4.14)	<p>Budget de maintien de base - Les coûts des immobilisations après l'an 2000 ont été estimés à 15 millions de dollars par centrale. Cependant, il ressort des données de référence que la</p>	Annexe 2 - Budget de maintien de base - page 32

En outre, il mérite d'être souligné qu'aucune augmentation inflationniste n'a été calculée dans les coûts d'OM&A au cours des quatre dernières années. Il a été supposé, pendant l'élaboration des coûts d'OM&A, que des prévisions annuelles de 1,2 milliard de dollars représentaient un niveau de financement suffisant pour la période de redressement allant de 1998 à 2001, et que toute inflation serait absorbée grâce à des améliorations de rendement. Une telle hypothèse n'est pas incomparable avec les hypothèses retenues pour le plan d'activités chaque année depuis 1993. Pour les analyses économiques à long terme (par exemple, la remise en service des centrales A de Bruce et de Pickering), il a été tenu compte de l'inflation.

4.9) Questions importantes touchant l'analyse :

- Coûts éventuels des indemnités de départ
- Questions comme le câble sous enveloppe de PVC et les modifications sismiques
- Coûts financiers des retards de projets
- Coûts supplémentaires de transfert du personnel
- Analyse ascendante du budget de maintien de base en cours
- Analyse de sensibilité limitée ou nulle de principales hypothèses financières
- Modèle de points de référence élaboré pour le coût total seulement, sans indicateurs précis des coûts

Réponse :

Le plan d'activités couvre la plupart de ces points, notamment :

- Un budget de base intégral et des prévisions du coût des améliorations seront élaborés pendant la planification opérationnelle;
- Les coûts possibles liés aux indemnités de départ et à la réinstallation des employés seront calculés d'après une analyse détaillée des besoins de dotation en personnel pour appuyer le programme OM&A et du capital;
- Des prévisions de questions comme le câble sous enveloppe de PVC et des modifications sismiques seront élaborées avant la décision finale de remettre en service les centrales A.

De même, une analyse du risque concernant les principales variables financières sera réalisée pendant la planification opérationnelle. Plus important, les plans de la société en ce qui concerne la production de l'électricité pendant la période couverte par le plan d'activités auront suffisamment de marge de manœuvre pour tenir compte des écarts qui se présenteraient entre les résultats du POBPN et les niveaux prévus.

4.10) Mesures recommandées en ce qui concerne les points 4.8 et 4.9.

Évaluation des prévisions	Évaluation des prévisions financières du POBPN - page 18, page 19, page 33 et page 35
---------------------------	---

- 4.8) D'importantes hypothèses de planification ont été retenues pour les projets de redressement du POBPN, le budget de maintien de base et les effets possibles :
- Les questions de main-d'œuvre comme les réinstallations seront résolues avant la mise en application du POBPN
  - Il n'y aura pas d'inflation pendant la période de mise en application du POBPN de 11 ans
  - La capacité d'opération passera des niveaux historiques (67 à 86 pour 100)
  - Les postes hors main-d'œuvre du modèle en dollars américains seront convertis à raison de 1,35 \$ plutôt que selon le taux de change de 1,25 \$ (il s'agit là d'une surestimation possible de 25 millions de dollars par an du budget de maintien de base annuel)
  - La productivité augmentera de façon significative
  - Le budget de base a été calculé d'après 19 centrales plutôt que 20 centrales (sous-évaluation possible de 60 millions de dollars du budget de maintien de base annuel)
  - Le partage entre les postes de main-d'œuvre et hors main-d'œuvre sera de 70 pour 100/20 pour 100. Les données de référence font ressortir que ce partage correspond plutôt à 80 pour 100/20 pour 100 (surévaluation possible de 25 millions de dollars par an du budget de maintien de base annuel)
  - Les prévisions de la masse salariale comprennent un grand nombre d'hypothèses et de variables (les dernières prévisions dépassent de 21 millions de dollars les prévisions précédentes, de sorte qu'il en résulte une sous-évaluation possible du budget de maintien de base annuel)
- Réponse :
- Les prévisions de coûts ayant trait au POBPN avaient un caractère de «planification» et seront précisées pendant la planification opérationnelle. Nombre de questions relevées à ce sujet se rapportent à la manière dont les coûts d'un modèle de service public américain ont été convertis pour déterminer les coûts applicables à Ontario Hydro. Si l'impact collectif des différentes questions relevées peut changer le projet d'OM&A et des coûts en capital dans une fourchette de plus ou moins 5 pour 100 à 10 pour 100, il convient de souligner que le modèle américain n'a été utilisé que comme un facteur parmi beaucoup d'autres pour calculer les coûts des prévisions. Parmi les autres facteurs en jeu, il y avait les résultats les plus récents en matière de coûts effectifs, les conclusions du RIÉP, l'analyse «Tim Martin» des points de référence, et les résultats obtenus par l'équipe nucléaire. Le chiffre de 1,2 milliard de dollars par an en coûts d'OM&A qui en résulte est obtenu par la direction de PNOH, compte tenu de tous les facteurs précédents. Les différentes prévisions de coûts seront analysées plus en détail pendant la planification opérationnelle pour faciliter l'approbation par le conseil d'administration.

En ce qui concerne l'argument avancé par Ernst & Young selon lequel aucune inflation n'a été supposée pendant la période de mise en application du POBPN de 11 ans, il faut noter que tous les renseignements sur les coûts, sauf les programmes d'immobilisations déjà approuvés, ont été donnés en dollars de 1997.

Évaluation des prévisions financière du POBPN - page 18, page 19, page 31, page 32 et page 35



analyse ait un effet sur l'option retenue, car la sélection a été faite surtout d'après des facteurs opérationnels et de ressources et non d'après l'impact financier sur l'entreprise. Cependant, cette opération permettra de préciser le contexte pour évaluer les recommandations du GEPN. La date prévue pour la réalisation de cet objectif est le 31 décembre 1997.

4.5) Il faut que les répercussions sur les principales hypothèses du POBPN soient évaluées et prouvées avant que des crédits importants ne soient consacrés au POBPN. Il s'agit là d'un engagement important pris par la division nucléaire et la société de production de l'électricité.

Réponse :

Le conseil d'administration a appuyé les recommandations du POBPN afin d'établir une orientation précise pour la réalisation des plans d'activités. Avant l'attribution de crédits importants, le conseil d'administration examinera les plans d'activités présentés pour 1998 à 2000.

4.6) Il faut évaluer et documenter les risques inhérents à chaque option, déterminer les conséquences en matière de coûts et de temps, et fixer des plans d'urgence assortis de dates d'échéance fermes pour leur mise en application.

Réponse :

Le POBPN indique le mois de juin 2000, à titre provisoire, pour la remise en service des quatre premières unités A de Pickering. Il ressort d'une analyse préliminaire des options d'approvisionnement de rechange qu'un délai de deux ans suffit pour obtenir d'autres capacités. Les moyens de découvrir et de choisir d'autres moyens d'approvisionnement font l'objet d'une étude qui sera terminée d'ici la fin de décembre 1997; leur mise en application est prévue pour le deuxième trimestre de 1998. Des demandes de propositions ont été élaborées pour permettre une marge de manœuvre suffisante devant les risques éventuels d'approvisionnement au cours de la période de 1998 à 2000.

4.7) Il faut élaborer un processus de surveillance du rendement pour permettre le suivi des coûts par rapport aux avantages réalisés.

Réponses :

La division nucléaire et la société de production de l'électricité sont en voie d'élaborer un processus qui vise à faciliter la surveillance du rendement et la présentation de rapports périodiques au conseil d'administration. Des plans et points de référence plus détaillés seront élaborés pendant le cycle de planification opérationnelle et serviront à faciliter le processus qui, selon les estimations, sera terminé d'ici la fin de décembre 1997.

Recommandations - n° 4 - page 16	
Recommandations - n° 5 - page 16	
Recommandations - n° 7 - page 16	

<p>échanciers du POBPN pour faire ces prévisions. Cependant pour que l'analyse, remise au conseil d'administration lors de sa réunion de septembre, en ce qui concerne la viabilité économique de la remise en service des centrales A, soit complète, des fourchettes de prévisions pour les dépenses en immobilisations, comme le remplacement du câble sous enveloppe de PVC et la mise en application des modifications sismiques, ont été incluses. A été inclus également dans les prévisions, un fonds de réserve de 250 millions de dollars pour que suffisamment de fonds soient disponibles en cas d'exigences mineures de capitaux pendant la période de redressement.</p>	
<p>4.3) Le POBPN est basé sur un certain nombre d'hypothèses essentielles :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La résolution des questions de main-d'œuvre.....</li> <li>- Les cibles d'amélioration de la productivité</li> <li>- Des facteurs de capacité qui dépassent largement les attentes habituelles en matière de cycle de vie de la performance</li> <li>- Certaines grosses dépenses en immobilisations pourront s'avérer importantes. Le plan ne prévoit aucune solution de rechange à adopter par Ontario Hydro lorsque ces dépenses seront connues.</li> </ul> <p>Il n'existe pas de plan d'urgence détaillé si ces hypothèses essentielles ne se réalisent pas.</p>	<p>Analyse d'options d'Ontario Hydro – page 14</p>
<p><u>Réponse :</u></p> <p>Une réponse générale à cette question a été donnée au point 4.1. En ce qui concerne la solution des questions de main-d'œuvre, le conseil d'administration a été informé pendant ses réunions d'août et de septembre de la nécessité critique de résoudre ces questions de toute urgence. Ce processus est actuellement en bonne voie. En ce qui concerne les facteurs de capacité, soulignons que les hypothèses de capacité des centrales B et de Darlington des prochaines années ne dépassent pas nettement les résultats obtenus par ces centrales au cours des dernières années. Ontario Hydro est convaincue de pouvoir réaliser les facteurs de capacité prévus, mais toute incapacité d'y arriver aura une influence sur la viabilité économique de la remise en service des centrales A. Les plans d'urgence pour fournir de l'électricité, si la remise en service des centrales A était jugée non économique, sont en train d'être élaborés par la société.</p>	
<p>4.4) Compte tenu de l'analyse financière des options faite par le GEPON, il faut changer le service des finances de déterminer l'impact financier de chaque option sur Ontario Hydro, en suivant l'exemple reproduit en annexe 1 à la page 14.</p>	<p>Recommandations - n° 2 - page 16</p>
<p><u>Réponse :</u></p> <p>Le service de planification et le service des finances sont en voie de documenter et d'évaluer l'impact financier sur l'entreprise de toutes les options du GEPON examinées. On ne s'attend pas à ce que cette</p>	

Évaluation des prévisions financières du  
Plan d'optimisation des biens de production nucléaire  
d'Ontario Hydro

Question 4 - Souplesse des options et de la planification

Renvoi	
<p>4.1) Le POBPN repose sur des hypothèses de base concernant la main-d'œuvre, les améliorations de la productivité et les facteurs de capacité de production d'énergie nucléaire et fossile prévue. Aucun plan d'urgence détaillé n'a été élaboré au cas où ces hypothèses ne se réaliseraient pas.</p> <p><u>Réponse:</u> Comme il a été souligné devant le conseil d'administration lors des réunions d'août et de septembre, l'élaboration du POBPN s'est faite d'après les résultats du RIEPI, des jugements de la haute direction de la division nucléaire et d'autres renseignements existants. Le conseil d'administration a également été informé que les prévisions «avaient un caractère de planification», qu'elles ne recouvreraient pas intégralement certains risques de coûts qui ont été relevés, qu'elles reposaient sur certaines hypothèses fondamentales et que les prévisions de coûts et hypothèses de planification seraient précisées pendant la planification opérationnelle. Ce processus est actuellement en bonne voie.</p> <p>De façon générale, les hypothèses ayant trait aux améliorations des centrales B et de Darlington comportent un degré de risque moindre à cause de l'âge de ces centrales, des récents résultats en matière de performance, et des conditions matérielles généralement plus favorables. En ce qui concerne les centrales A, leur redressement suit celui des centrales B, de sorte que les risques liés aux hypothèses seront probablement précisés à temps pour être incorporés dans une analyse des facteurs financiers de leur redressement.</p>	Résumé – page 4
<p>4.2) Dans le POBPN, certaines grosses dépenses en immobilisations ont été désignées comme des risques fondamentaux. Cependant, les prévisions de coûts financiers éventuels ont été exclues de l'analyse. L'exclusion de ces coûts pourrait avoir un effet important sur l'analyse et les décisions.</p> <p><u>Réponse:</u> Les auteurs des recommandations du POBPN ont précisé les dépenses en immobilisations possibles non incluses dans les prévisions du POBPN et ont fait valoir qu'il fallait obtenir un complément de renseignements pour déterminer intégralement la portée du projet et les coûts s'y rapportant. Ces dépenses concernaient principalement les centrales A et, de ce fait, il y a suffisamment de temps dans les</p>	<p>Résumé – page 4 Analyse de l'option d'Ontario Hydro – page 14</p>

d'où des liquidités et un revenu net de 285 millions de dollars selon le scénario 12/16/20.

Réponse :

- L'omission de 158 millions de dollars par le service des finances dans l'état de l'évolution de la situation financière tenait à une erreur et représente environ 2 pour 100 des liquidités de base de 7 milliards de dollars. Il convient de souligner aussi que les coûts en cause (déclassement) ont été inclus par le service des finances pour le calcul du revenu net, mais ont été exclus, par inadvertance, de l'état de l'évolution de la situation financière. Par conséquent, il s'agit d'une simple erreur plutôt que d'une insuffisance de communication entre les services.

- La deuxième mention d'une différence entre les coûts de l'énergie de remplacement utilisés par la société de production de l'électricité et par le service des finances est vraie. Cependant, l'effet sur l'état de l'évolution de la situation financière et sur le revenu net présentés par le service des finances était plutôt de l'ordre de 100 millions de dollars et non de 285 millions de dollars, chiffre cité par Ernst & Young. Cette divergence ne représente qu'un écart d'environ 4 pour 100 sur un impact total de 2 665 millions de dollars pour le combustible de remplacement et le manque à gagner sur les ventes secondaires. En outre, cette divergence a été découverte et réglée pour l'exposé de septembre fait devant le conseil d'administration d'Ontario Hydro en réponse à sa demande de plus de précisions sur les conséquences en matière de coûts et de finances du POBPN.

3.5) Il faut créer une responsabilisation claire pour l'intégration et l'évaluation de l'option du POBPN et l'analyse financière. Le groupe responsable doit avoir le pouvoir de diriger et de coordonner l'analyse préparée par PNOH, la société de production de l'électricité, le service des finances, la société de transport et d'autres services importants.

Réponse :  
Voir 2.4.

Recommandations n° 6 - page 40



**Évaluation des prévisions financières du  
Plan d'optimisation des biens de production nucléaire  
d'Ontario Hydro**

**Question 3 - Orientation et intégration**

Renvoi	
<p>3.1) L'intégration des renseignements à l'appui de l'analyse de l'option du POBPN présente des faiblesses généralisées. Ces dernières portent atteinte à l'intégrité des renseignements financiers et de planification.</p> <p><u>Réponse:</u> Voir 2.4.</p>	Résumé - page 4
<p>3.2) L'élaboration d'une solution intégrée pour le cas d'Ontario Hydro semble en voie d'amélioration, mais laisse encore à désirer.</p> <p><u>Réponse:</u> Voir 2.4.</p>	Analyse des options d'Ontario Hydro - page 15
<p>3.3) Il faut prendre des mesures pour assurer une meilleure coordination, intégration et surveillance d'autres options du POBPN, et différentes sources internes et externes d'approvisionnement de l'énergie, dont la division nucléaire, Hydro, le service d'interconnexion, la production indépendante d'électricité, la gestion axée sur la demande, le transport et le combustible fossile.</p> <p><u>Réponse:</u> Voir 2.4.</p>	Évaluation des prévisions financières du POBPN - page 21
<p>3.4) Intégration du processus et de l'orientation de la planification par le palier de direction approprié : deux questions non traitées ailleurs dans le document.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- L'analyse des répercussions financières n'a pas été communiquée suffisamment aux différents services. Par exemple, une surévaluation de 158 millions de liquidités s'est produite dans l'exposé du service des finances lors de la réunion du conseil d'administration du 12 août, en raison d'une communication insuffisante entre les services.</li> <li>- Les renseignements mis à jour n'ont pas toujours été communiqués entre les services. Par exemple, la société de production de l'électricité a révisé les coûts de l'énergie de remplacement, mais ce changement n'a pas été bien communiqué au service des finances,</li> </ul>	<p>Analyse des options d'Ontario Hydro - Intégration du processus et de l'orientation de la planification par le palier de direction approprié - page 15</p> <p>Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie - page 44</p>

capacité de production de la période de 1998 à 2001 conformément au POBPN.	
<p>2.4) Il faut établir une responsabilisation claire pour l'intégration et l'évaluation de l'option du POBPN et l'analyse financière. Il faut que le groupe responsable ait le pouvoir de diriger et de coordonner l'analyse préparée par PNOH, la société de production de l'électricité, le service des finances, la société de transport et d'autres services importants.</p> <p>Réponse : Ontario Hydro a opéré un changement organisationnel devant le besoin de créer des responsabilités plus claires en ce qui concerne l'intégration des renseignements. Le poste de vice-président, planification générale, sous l'autorité du chef de la direction, a été créé en septembre 1997. Le titulaire de ce nouveau poste aura les pouvoirs voulus pour s'occuper des questions d'intégration.</p>	Recommandations - n° 6 - page 16
<p>2.5) Service d'interconnexion et production indépendante d'énergie - Rôle limité de l'approvisionnement externe d'énergie et de capacité, à cause d'un manque de temps. Un approvisionnement de 4 à 8 TWh du service d'interconnexion est possible, mais il n'en a pas été tenu compte dans le plan de la société de production de l'électricité. Cette dernière suppose qu'il s'agit là de réserves plutôt que d'une source fiable.</p> <p>Réponse : Voir 2.3. Il convient de noter aussi que l'approvisionnement du marché interconnecté dont il a été question n'est pas ferme et que même l'approvisionnement ferme peut être interrompu pour répondre aux besoins du vendeur, le cas échéant. La société de production de l'électricité tient compte du potentiel ci-dessus (environ 2 TWh) dans le calcul de la marge de réserve.</p>	Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie - page 40

moyenne, entre 21 \$ et 26 \$ le MWh. Cependant, selon le service des finances, les pertes de revenus entraînées par l'ajournement du projet nucléaire sont de 65 millions et de 85 millions de dollars à 26 \$ et 32 \$ le MWh.

Les prévisions de chargement nucléaire ont été réduites par la société de production de l'électricité d'environ 3 TWh dans le plan de cette dernière. Cela a pour effet d'augmenter de 57 millions de dollars les coûts annuels de carburant.

Réponse :

Chacun de ces points est traité ci-après :

Chiffres du service d'interconnexion et ceux du plan de la société de production de l'électricité

Le chiffre de 0,8 TWh mentionné dans le plan de la société de production de l'électricité est effectivement de 0,4 TWh pour 1998 et de 1,4 à 1,5 TWh entre 1999 à 2003. Ce plan fait allusion aux achats fermes d'interconnexions utilisés pour ne répondre qu'à la demande primaire. La raison pour laquelle le chiffre de 4 TWh mentionné par Ernst & Young n'est pas compris dans le plan de la société de production de l'électricité pour répondre à la demande primaire est qu'il n'est pas ferme.

Contradictions dans les options de coût unitaire moyen de l'énergie – facteurs de capacité

La différence de facteurs de capacité évoquée ci-dessus n'est pas contradictoire. Dans l'option 3, les tubes auront une durée de vie de 35 et de 39 ans quand la centrale sera déclassée. Les tubes n'atteignent qu'une durée de vie de 23 et 21 ans selon l'option 2. Par conséquent, les facteurs de capacité sont plus élevés selon l'option 2, comparativement à l'option 3, à cause des différences d'âge des tubes.

Contradiction relative aux coûts de l'utilisation du carburant

La différence de coûts de remplacement par MWh entre le chiffre de la société de production de l'électricité et du service des finances de l'entreprise et celui indiqué par E&Y tient au fait que ce dernier comprend un additionneur lié à l'impact du manque à gagner sur les ventes secondaires et que le chiffre de la société de production de l'électricité n'en tient pas compte. Les chiffres ne sont pas comparables.

Réduction de 3 TWh de la prévision de la Société de production de l'électricité

Le contexte dans lequel cette mention est faite n'est pas clair, surtout en ce qui a trait à l'élaboration du POBPN et du plan de la société de production de l'électricité établi par suite du POBPN. Les prévisions utilisées par la société de production de l'électricité pour répondre au POBPN reposaient sur les chiffres fournis par la division nucléaire. Ceux-ci étaient basés sur les prévisions, faites par le GEAPON, de la

Évaluation des prévisions financières du  
Plan d'optimisation des biens de production nucléaire  
d'Ontario Hydro

Question 2 - Uniformité des hypothèses retenues dans l'analyse des options

Renvoi

<p>2.1) Nous avons constaté un manque d'uniformité dans les hypothèses approuvées dans toute l'analyse de l'option du POBPN. Il n'y avait que peu de documentation appuyant les raisons de recourir aux différentes hypothèses entre les groupes. Dans les domaines où des hypothèses contradictoires ont été découvertes, celles-ci ne semblaient pas avoir un effet important sur les prévisions financières.</p> <p>Réponse : Voir 2.3.</p>	Résumé - page 4
<p>2.2) Les prévisions de coûts pour appuyer le budget de base sont des prévisions de planification... Il faut établir un budget ascendant pour appuyer le processus, le coût et le profil de dotation en personnel présentés dans le budget de maintien de base, ce qui cependant n'avait pas été fait à l'époque de notre examen.</p> <p>Réponse : Le budget de maintien de base du POBPN repose effectivement sur des prévisions de planification. Ontario Hydro préparera des prévisions et des plans de mise en application plus détaillés pour le POBPN dans le cadre de la planification opérationnelle en cours. Elle s'attend à ce que le processus soit terminé d'ici la fin du mois de décembre 1997.</p>	Résumé - page 4
<p>2.3) Exemples de contradictions :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le service d'interconnexion a déterminé qu'il y avait 4 TWh d'énergie disponible à des prix allant de 26 \$ à 34 \$/MWh; pourtant, la société de production de l'électricité n'a supposé que 0,8 TWh pour les ventes primaires.</li> <li>- Dans les options du coût unitaire moyen de l'énergie examinées, nous constatons qu'à l'option 3, qui vise le remplacement des générateurs de vapeur, on n'obtient que 75 pour 100 de la capacité mais que, dans l'option 2, qui prévoit le remplacement des générateurs de vapeur et des tubes à la centrale A de Bruce au cours des 10 dernières années de cette option, on pourrait obtenir 86 pour 100 de la capacité.</li> <li>- Les coûts de carburant utilisés par la société de production de l'électricité s'établissent, en</li> </ul>	<p>Analyse des options d'Ontario Hydro - page 13</p> <p>Impacts différentiels pour l'entreprise de l'énergie et le transport - page 44</p>



d'OM&A et de 129 millions de dollars du capital sur 5 ans. Ces augmentations n'ont pas été documentées. L'échéancier des coûts différentiels est incertain et peut changer selon les prévisions établies jusqu'à ce jour. Les montants et échéanciers sont toujours inconnus.

Réponse :

Cette déclaration est juste, en ce sens qu'un modèle a servi au calcul de chiffres approximatifs à vérifier, par la suite, par des employés d'expérience de la centrale. Le modèle est utilisé par la division des combustibles fossiles pour faire une prévision de l'impact d'OM&A et du capital sur les changements des niveaux de protection à l'intérieur d'une certaine fourchette. Il n'était pas considéré comme fiable pour les prévisions du doublement de la production exigé dans le cadre du POBPN. L'examen par des employés de haut niveau de la centrale était essentiel pour arriver à des résultats raisonnables dans des délais serrés, et la documentation qui existait était compatible avec ce genre d'examen. Il s'agissait de prévisions préliminaires, comme il est souligné dans la note de service d'août du conseil d'administration, et non pas de prévisions ascendantes détaillées établies d'après les données précises du programme. Des prévisions plus détaillées sont en voie d'élaboration dans le cadre de la planification opérationnelle.

1.10) En raison du manque d'intégration entre la division nucléaire et la société de production de l'électricité, on constate que toutes les options d'approvisionnement et de capacité n'ont pas été examinées à un degré suffisant au niveau de l'entreprise dans son ensemble. Il faut que les prévisions de coûts, y compris la documentation, fassent l'objet d'une plus grande rigueur.

Réponse :

Étant donné l'ampleur des problèmes relevés par le RIÉPI, l'investissement considérable qu'Ontario Hydro a fait dans sa capacité nucléaire existante et les prévisions des coûts à engager pour porter les centrales B et de Darlington aux normes mondiales, il n'existe aucune autre solution de rechange pratique pour cette quantité d'approvisionnement.

Des options établies selon des différences dans l'ampleur et l'échéancier du redressement nucléaire ont été examinées et documentées, comme il est souligné au point 1.1.

Voir également 1.3.

Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie – page 42

<p><u>Réponse :</u></p> <p>Cette déclaration est juste, étant précisé que les coûts de l'énergie de remplacement présentés devant le conseil d'administration étaient préliminaires. La déclaration selon laquelle un combustible de meilleure qualité et plus coûteux se traduirait par des économies nettes de 20 millions de dollars par an, comparativement aux chiffres présentés au conseil d'administration, est inexacte. Nous avons parlé de cette question avec Ernst &amp; Young et avons constaté qu'elle voulait dire que la hausse des coûts résulterait de l'emploi de combustible plus coûteux, par rapport aux chiffres présentés au conseil d'administration en août.</p>	
<p>Les coûts de l'énergie de remplacement présentés au conseil d'administration reposaient sur des modèles qui utilisaient des mélanges de carburant historiques (programme du charbon moyennement sulfureux). Il est vrai que, pour répondre aux normes d'émissions, il faudrait probablement utiliser un charbon à teneur en soufre réduite ou plus coûteux, mais le mélange optimal et l'impact du carburant de remplacement nécessaire pour respecter ces normes n'étaient pas connus à l'époque. Ce mélange optimal est calculé dans le cadre de la planification opérationnelle actuellement en cours. En supposant un coût de l'énergie de remplacement arrêté à 2 155 millions de dollars (de 1998 à 2001), l'impact de 20 millions de dollars par an, selon les estimations de Ernst &amp; Young, serait inférieur à 4 pour 100 et n'aurait pas d'effet important sur le classement relatif des options du POBPN.</p>	
<p>1.8) Ventes secondaires - ..... On risque de ne réaliser aucune vente secondaire à cause des contraintes en matière d'émissions. Il y a des contradictions entre les hypothèses de ventes secondaires retenues par le service du transport et par la société de production de l'électricité.</p>	<p>Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie - page 41</p>
<p><u>Réponse :</u></p> <p>À l'heure actuelle, Ontario Hydro ne prévoit aucune vente secondaire nette. L'entreprise a l'intention de procéder à des échanges d'énergie économique et de capacité à court terme pour appuyer la fiabilité du système interconnecté. Elle fera des ventes secondaires si l'occasion se présente, compte tenu des principes économiques sains et des engagements pris par Ontario Hydro en ce qui concerne l'environnement.</p>	
<p>1.9) OM&amp;A et capital différentiels - Des modèles établis d'après des critères et des renseignements historiques ont été utilisés pour estimer OM&amp;A et le capital différentiels nécessaires pour soutenir une hausse des niveaux de production. La production réalisée par le modèle a été évaluée par les directeurs de centrale, qui ont apporté des redressements supplémentaires aux chiffres présentés au conseil d'administration. La différence entre ces modèles et les chiffres présentés au conseil d'administration était une augmentation nette de 80 millions de dollars</p>	<p>Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie - page 41, page 46 et page 48</p>

précédées d'un examen exhaustif et détaillé des options d'approvisionnement, qui est déjà en bonne voie.

1.4) Il faut que l'éventail des options examinées par le GEAPON soit documenté, y compris les conséquences des coûts, les facteurs de risque et les raisons pour classer les autres options en dessous du POBPN.

Recommandations - n° 1 -  
page 16

Réponse :  
Voir 1.1.

1.5) Il faut que l'éventail des options examinées par la société de production de l'électricité et par l'entreprise soit documenté, y compris les conséquences des coûts, les facteurs de risque et les raisons pour classer les autres options en dessous du POBPN. Il faut procéder à une analyse financière plus rigoureuse pour les options d'approvisionnement si la centrale A de Pickering n'est pas remise en service dans les délais prévus.

Recommandations - n° 3 -  
page 16

Réponse :  
Voir 1.3.

1.6) Risque des capacités des combustibles fossiles - La capacité de la société de production de l'électricité, et par conséquent de l'entreprise, frise le maximum... Tout écart dans les prévisions de chargement dépassant la croissance moyenne ou toute variation d'approvisionnement attribuable à la division nucléaire, à Hydro, à la production indépendante d'énergie, ou au transport entraînerait des difficultés d'approvisionnement (sauf si l'on applique des solutions de rechange très coûteuses).

Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie - page 41

Réponse :

Ontario Hydro aura suffisamment d'énergie et de capacité pendant la période de planification. Cependant, un appel d'offre a été lancé pour déterminer l'existence de réserves éventuelles et d'énergie pouvant remplacer la production d'Ontario Hydro, si elles sont plus économiques, pour la période allant de 1998 à 2000.

1.7) Coût du carburant - La société de production de l'électricité a employé des chiffres préliminaires pour le charbon lors de la réunion du conseil d'administration. Pour pouvoir répondre à la demande accrue d'énergie, il aurait fallu employer des combustibles fossiles tirés d'un charbon d'une meilleure qualité et d'un prix plus élevé étant donné les normes d'émissions, ce qui représenterait des économies nettes de 20 millions de dollars par an (ou de 100 millions de dollars en 5 ans) par rapport au coût présenté devant le conseil d'administration.

Impacts différentiels pour l'entreprise et le transport de l'énergie - page 41 et page 44

Évaluation des prévisions financières du  
Plan d'optimisation des biens de production nucléaire  
d'Ontario Hydro

Question 1 – Les différentes options

Renvoi

<p>1.1) Il n'y avait pas de preuves pour appuyer l'examen d'un large éventail d'options visant le programme nucléaire. Les options n'étaient pas assorties d'une documentation suffisante permettant le choix de l'option du POBPN présentée devant le conseil d'administration.</p> <p><u>Réponse :</u> L'éventail des options examinées par le GEPON a été documenté et présenté au comité de vérification et des finances le 26 septembre 1997. Comme le souligne Ernst &amp; Young dans son dernier rapport, cette recommandation a été mise en application.</p>	Résumé - page 3
<p>1.2) Les preuves à l'appui des principales hypothèses financières et de planification liées directement à la réussite de l'option du POBPN n'étaient pas suffisamment documentées, notamment en ce qui concerne les preuves du caractère raisonnable des principales hypothèses retenues.</p> <p><u>Réponse :</u> Les plus importantes hypothèses du POBPN, surtout celles qui ont trait à la flexibilité de la main-d'œuvre, sont examinées dans le processus de la planification opérationnelle actuelle.</p> <p>Voir également 4.1 et 4.3.</p>	Résumé - page 3
<p>1.3) La réponse de l'entreprise et de la société de production de l'électricité à l'option du POBPN demande une analyse financière plus rigoureuse des options d'approvisionnement, surtout en ce qui concerne les incertitudes qui planent sur les unités A et non remises en service dans les délais prévus.</p> <p><u>Réponses :</u> Dans le POBPN figurait une recommandation voulant que les centrales A de Pickering et de Bruce soient mises en réserve pour permettre aux ressources humaines de se concentrer sur l'amélioration de l'efficacité opérationnelle des centrales B de Pickering et de Bruce, et de Darlington. Les décisions futures concernant les centrales A de Pickering et de Bruce dépendraient d'une meilleure efficacité opérationnelle et des critères commerciaux. Les décisions concernant ces investissements seront</p>	Résumé - page 4



**RÉPONSE D'ONTARIO HYDRO**  
**AU**  
**RAPPORT D'ERNST & YOUNG**  
**«ÉVALUATION DES PRÉVISIONS FINANCIÈRES DU**  
**PLAN D'OPTIMISATION DES BIENS DE PRODUCTION NUCLÉAIRE,**  
**LE 7 SEPTEMBRE 1997»**

**Le 14 novembre 1997**

- Dans le POBPN, certaines grandes dépenses en immobilisations ont été désignées comme des risques fondamentaux. Cependant, les prévisions de coûts financiers éventuels ont été exclues de l'analyse. L'exclusion de ces coûts pourrait avoir un effet important sur l'analyse et les décisions.

#### Orientation et intégration :

- L'intégration des renseignements à l'appui de l'analyse portant sur l'option du POBPN présente des faiblesses généralisées. Ces dernières portent atteinte à l'intégrité des renseignements financiers et de planification.

On nous a également demandé d'évaluer le système de surveillance de la performance actuellement en place pour évaluer les coûts et les avantages résultant de l'option du POBPN. À la date du présent rapport, le système de surveillance de la performance n'avait pas été élaboré et, par conséquent, il nous est impossible d'évaluer la qualité.

Nous rendons hommage au personnel d'Ontario Hydro pour son aide et sa collaboration pendant le déroulement de notre étude.

- Il n'y avait pas de preuves pour appuyer l'examen d'un large éventail d'options visant le programme nucléaire. Les options n'étaient pas assorties d'une documentation suffisante permettant le choix de l'option du POBPN présentée devant le conseil d'administration.
- Les preuves à l'appui des principales hypothèses financières et de planification liées directement à la réussite de l'option du POBPN n'étaient pas suffisamment documentées, notamment en ce qui concerne les preuves d'un caractère raisonnable des principales hypothèses retenues.
- La réponse de l'entreprise et de la société de production de l'électricité à l'option du POBPN demande une analyse financière plus rigoureuse des options d'approvisionnement, surtout en ce qui concerne les incertitudes qui planent sur les unités A non remises en service dans les délais prévus.

#### Uniformité des hypothèses retenues dans l'analyse des options :

- Nous avons constaté un manque d'uniformité dans les hypothèses appliquées dans toute l'analyse de l'option du POBPN. Il n'y avait que peu de documentation appuyant les raisons de recourir aux différentes hypothèses entre les groupes. Dans les domaines où des hypothèses non uniformes ont été découvertes, celles-ci ne semblaient pas avoir un effet important sur les prévisions financières. Elles risquent, cependant, de réduire la crédibilité perçue de l'analyse de gestion.
- Les prévisions de coûts pour appuyer le budget de maintien de base sont des prévisions de planification établies d'après des critères, l'étude « Tim Martin » et les frais de fonctionnement en cours. Il faut établir un budget ascendant pour appuyer le processus, le coût et le profil de dotation en personnel présentes dans le budget de maintien de base, ce qui cependant n'avait pas été fait à l'époque de notre examen.

#### Souplesse des options et de la planification :

- Le POBPN repose sur des hypothèses de base concernant la main-d'œuvre, les améliorations de la productivité et les facteurs de capacité de production d'énergie nucléaire et fossile prévus. Aucun plan d'urgence détaillé n'a été élaboré au cas où ces hypothèses ne se réaliseraient pas.

## ANNEXE 4

### Rapport de Ernst & Young au sujet de l'évaluation des prévisions financières du POBPN d'Ontario Hydro – résumé

#### Résumé

Ernst & Young a été chargé, le 26 août 1997, d'effectuer une évaluation financière du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire («POBPN»). Dans ce rapport, nous présentons les conclusions et recommandations découlant de notre examen.

Le 12 août 1997, le conseil d'administration a demandé, à la direction, d'effectuer un examen financier détaillé des coûts liés à des mesures précises à prendre pour la mise en application du POBPN. Il a autorisé, en même temps, une évaluation financière impartiale distincte portant sur le caractère suffisant et la portée de l'analyse financière sur lequel repose le POBPN, à l'exclusion toutefois des décisions et hypothèses techniques du plan. L'équipe du projet se composait de vérificateurs de Ernst & Young et du service de vérification d'Ontario Hydro, et l'examen a été terminé le 15 septembre 1997.

Lors de notre examen, nous nous sommes penchés sur les documents à l'appui des coûts et avantages économiques liés aux options, par rapport à une série de critères fixés dans le mandat déposé auprès du conseil d'administration. Ces critères étaient les suivants : l'*étendue* des différentes options et hypothèses, l'*uniformité* des hypothèses financières, la *souplesse* des hypothèses de planification et le degré d'*intégration* ainsi que l'*orientation* appropriée pour l'analyse à la base des options recommandées présentées devant le conseil.

L'examen a porté tout particulièrement sur les coûts liés au POBPN, notamment la division nucléaire, la société de production de l'électricité et les autres répercussions financières dans toute l'entreprise. Voici un résumé de nos conclusions :

Étendue des différentes options examinées :



# ANNEXE 3

## SIGLES

Pourcentage de facteur de capacité	% DE FC
Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires	AMECN
Bureau du commissaire des incendies	BCI
Réacteur canadien à deutérium-uranium	CANDU
Commission de contrôle de l'énergie atomique	CCEA
Commission canadienne de sûreté nucléaire	CCSN
Commission de l'énergie de l'Ontario	CEO
Centrale nucléaire	CN
Dioxyde de carbone	CO <sub>2</sub>
Exploitant indépendant du marché	EIM
Institute of Nuclear Power Operators	INPO
1 000 tonnes	kilotonnes
Loi sur le contrôle de l'énergie atomique	LCEA
Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires	LSRN
moyen	moy
Oxydes d'azote	NO <sub>x</sub>
Ontario Hydro Nucléaire	OHN
Protocole d'entente	PE
Plan d'optimisation des biens de production nucléaire	POBPN
Rapport indépendant d'évaluation de performance	RIÉPI
Dioxyde de soufre	SO <sub>2</sub>



Robertson	J.L. Robertson	Mémoire
Roper	Dawn Roper	5 novembre 1997
Rosner	Evelyn Rosner	Mémoire
SAC	Shareholders' Alliance for Electricity	Mémoire
SACI	Competition & Customer Choice	
SBIAC	SAC International Ltd.	3 novembre 1997
	South Bruce Impact Advisory	30 octobre 1997
Senis	Committee	
Senis	Sherry Senis	5 novembre 1997
Shaw	Nancy Shaw	Mémoire
Society	Soc. Of Ont. Hydro Professional	21 octobre 1997
Sole	& Admin. Empl.	
	Fred Sole	Mémoire
Southampton	Ville de Southampton	Mémoire
STSE	Syndicats des travailleurs et	21 octobre 1997
	travailleuses du secteur énergétique	
Sutton	Glenn R. Sutton	30 octobre 1997
TransAlta	TransAlta	3 novembre 1997
Wells	John Wells	5 novembre 1997
WHCA	West Hill Community Association	3 novembre 1997
Wilson, H.	Hamish Wilson	Mémoire
Wilson, I.	Ian Wilson	Mémoire
Wood	P. Wood	Mémoire

EPVCC	EPV Canada Consultancies Ltd.	3 novembre 1997	Mémoire
Foehner	Penny Foehner	21 octobre 1997	Mémoire
Franklin	Bob Franklin	3 novembre 1997	Mémoire
Greenpeace	Greenpeace	3 novembre 1997	Mémoire
Hallat	Bryan Hallat	22 octobre 1997	Mémoire
Hare	F. Kenneth Hare	29 octobre 1997	Mémoire
Hergott	Harold Hergott	3 novembre 1997	Mémoire
HSP1	Heat, Steam and Power Inc.	3 novembre 1997	Mémoire
Hunter	Charlie Hunter	3 novembre 1997	Mémoire
ICR	Institut canadien de radioprotection	30 octobre 1997	Mémoire
IEDC	Integrated Energy Development Corp.	23 octobre 1997	Mémoire
IPPSO	Independent Power Producers Society	29 octobre 1997	Mémoire
Kincardine	Ville de Kincardine	29 octobre 1997	Mémoire
Kohlman	Bill Kohlman	7 octobre 1997	Mémoire
Kupcis	Allan Kupcis	7 octobre 1997	Mémoire
Kuperus	Andy Kuperus	7 octobre 1997	Mémoire
Long	Lenore Long	7 octobre 1997	Mémoire
Martyn	Douglas R. Martyn	7 octobre 1997	Mémoire
McCann	Scott McCann	29 octobre 1997	Mémoire
McGuigan	Kenneth McGuigan	29 octobre 1997	Mémoire
McLean	Paul McLean	5 novembre 1997	Mémoire
McLeod	Sally McLeod	23 octobre 1997	Mémoire
MEA	Municipal Electric Association	23 octobre 1997	Mémoire
Medwell	John Medwell	20 novembre 1997	Mémoire
MEO	Ministère de l'Environnement	20 novembre 1997	Mémoire
Morgan	Tim Morgan	23 octobre 1997	Mémoire
Murphy	John Murphy, membre du conseil,	23 octobre 1997	Mémoire
NAP	Nuclear Awareness Project	5 novembre 1997	Mémoire
NP	Northland Power	3 novembre 1997	Mémoire
O.C. Long	O.C. Long Contracting	30 octobre 1997	Mémoire
O'Brien	P.D. O'Brien	3 novembre 1997	Mémoire
OCAA	Ontario Clean Air Alliance	20 octobre 1997	Mémoire
OMA	Ontario Mining Association	23 octobre 1997	Mémoire
ONGA	Ontario Natural Gas Association	5 novembre 1997	Mémoire
Pacione	Joe Pacione	5 novembre 1997	Mémoire
Paul	Karen Paul	21 octobre 1997	Mémoire
PCWO	Provincial Council of Women	21 octobre 1997	Mémoire
Pearce	Bob Pearce	5 novembre 1997	Mémoire
Pickering	Canton de Pickering	29 octobre 1997	Mémoire
Port Elgin	Ville de Port Elgin	29 octobre 1997	Mémoire



TÉMOINS	Abbréviation	Organisme/particulier	Date de comparution
	Abdelmessih	Galal Abdelmessih	Mémoire
	ACC	Association des consommateurs du Canada	21 octobre 1997
	ACEE	Association canadienne de l'énergie éolienne	3 novembre 1997
	ADAM	Advanced Drug and Alcohol Management Inc.	Mémoire
	Ahearne	John Ahearne	18 novembre 1997
	AMPICO	Association of Major Power Consumers in Ontario	21 octobre 1997
	ANC	Association Nucléaire Canadienne	23 octobre 1997
	Andognini	Carl Andognini	8 octobre 1997
	Ashe	Kevin Ashe	5 novembre 1997
	Ballard	Ballard Generating Systems Inc.	Mémoire
	BCDC	Bruce Community Development Corporation	30 octobre 1997
	Bethlendy	George Bethlendy	Mémoire
	BNFL	BNFL Inc.	Mémoire
	Brandon	Brian Brandon	Mémoire
	Brenner	Maurice Brenner	5 novembre 1997
	British Energy	British Energy plc	22 octobre 1997
	Bruce	Canton de Bruce	29 octobre 1997
	CC Port Elgin	Chambre de commerce de Port Elgin	30 octobre 1997
	CEEA	The Canadian Energy Efficiency Alliance	3 novembre 1997
	CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario	22 octobre 1997
	CIACM	La Compagnie d'Inspection et d'Assurance Chaudières et Machinerie	Mémoire
	Comité de Bruce	Comité de Bruce	29 octobre 1997
	CH	Clarington Hydro	5 novembre 1997
	CNWC	Canadian Nuclear Workers' Council	5 novembre 1997
	Cumming	Brian Cumming	Mémoire
	Desbiens	L. & T. Desbiens	Mémoire
	Diamond	Robert B. Diamond	Mémoire
	Eliesen	Marc Eliesen	28 octobre 1997
	Elston	Suzanne Elston	5 novembre 1997
	Employés	Comité d'employés d'Hydro	5 novembre 1997
	EE	Enquête énergétique	20 octobre 1997
	EPL	Environmental Probe Ltd.	3 novembre 1997

Le \* culte+ nucléaire s'étend sans doute dans toute l'organisation. Il incombe au conseil d'administration de donner le ton.

(AMPPO)

### **Dette bloquée**

La dette revient en partie aux contribuables et en partie aux consommateurs futurs.

(EE)

Un prélèvement devrait être imposé à toute la production d'énergie. Si, avec la réorganisation de l'industrie, l'actif de production d'Hydro devient bloqué, toute la production nouvelle et existante, y compris les importations, devrait alors être assujettie à un prélèvement.

(MEA)

Sans le plan de redressement, le problème de l'actif bloqué ne se présenterait pas. Il se présentera presque certainement avec le plan de redressement.

(AMPPO)

Organiser des consultations vastes et sérieuses sur la restructuration et la réaffectation de la dette.

(Wilson, H.)

La nouvelle génération ne devrait pas être obligée d'assumer la responsabilité de la dette bloquée. Des frais devraient être imposés au réseau (peut-être le transport).

(IPPSO)

attention au détail,  
capacité d'établir des priorités, et  
capacité de déterminer les personnes qui ne peuvent pas suivre le programme et  
de s'en débarrasser.

(Ahearne)

Les opérateurs autorisés de centrales nucléaires ne croient pas, et ne sont pas  
encore convaincus, que la mise en réserve de Bruce \* A+ soit la bonne chose à  
faire, non pas parce que nous vivons dans le comté de Bruce, mais parce que nous  
pouvons, grâce à nos connaissances et à nos compétences, continuer de l'exploiter  
de façon sécuritaire.

(McGuigan)

Un problème important auquel PNOH fait face est le manque de continuité au sein  
de la haute direction.

(Abdelmessih)

La commercialisation de l'énergie nucléaire va beaucoup plus loin que le  
changement de propriété ou de direction. Il s'agit en réalité d'une culture très  
profonde dans l'organisation, qui mettra du temps à produire ses effets.

Ontario Hydro a besoin d'un groupe de personnes qui comprennent ce qu'il faut pour faire fonctionner des centrales nucléaires de manière sécuritaire et efficace :

(Franklin)

Il n'aime pas que l'on utilise les mots culte ou sacerdoce pour décrire le groupe nucléaire d'Ontario Hydro. Il ajoute que ces personnes sont hautement qualifiées et spécialisées dans une technologie de pointe et se considèrent peut-être comme une élite.

## Culture

(Murphy)

La lettre du ministre de l'Énergie (demandant au conseil de tenir compte de toutes les options) a été distribuée aux membres du conseil d'administration d'Hydro à 16 h le 12 août 1997, après que l'on ait pris la décision d'aller de l'avant avec le plan de redressement nucléaire. À l'assemblée du conseil du 12 août 1997, l'énergie nucléaire, qui devait être un élément d'information, a été changée pour une question à soumettre au vote.

(ACC)

Le fait que le RIEPI a dû être commandé prouve que la haute direction ne connaissait pas la gravité de la situation ou n'en était pas consciente. La province et les contribuables ne peuvent pas tolérer une société publique dont la haute direction ne comprend pas ce qui se passe dans l'ensemble de ses activités ou n'en est pas consciente.

(STSE)

Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique n'a officiellement entendu parler du POBPN qu'après qu'Hydro ait pris sa décision lors de l'assemblée du conseil du 12 août 1997. M. Murphy a reçu la documentation en vue de l'assemblée du 12 août 1997 le vendredi, et l'assemblée avait lieu le mardi. Il ne croyait pas que l'analyse nécessaire ait été faite et a jugé que la décision relative au POBPN n'aurait pas dû être prise à l'occasion d'une seule assemblée du conseil.

## Questions liées au conseil d'administration d'Hydro

(Ballard)

de cinq cents et demi pour produire l'électricité pendant la période de pointe de l'hiver. En supposant un cadre de réglementation approprié, il faudrait deux ans pour que la nouvelle capacité soit mise en service et cela serait basé sur un contrat d'au moins dix ans avec l'utilisateur final.

(NP)

Le secteur privé devrait être autorisé à bâtir de petites usines de production combinée, ce qui serait une meilleure solution que l'énergie nucléaire et réduirait les bouleversements dans des collectivités comme Bruce.

(BE)

Les arguments en faveur du maintien d'un monopole sont la garantie d'un approvisionnement durable d'électricité à des prix peu élevés. Ces arguments ne sont plus nécessairement valables pour Ontario Hydro.

(HSP1)

Le gouvernement devrait agir rapidement pour :

séparer le réseau de transport, y compris l'exploitant indépendant du réseau, de l'actif de production d'Hydro et l'instaurer sous sa propre direction;  
fixer un délai pour que les services publics municipaux et le service des ventes au détail d'Ontario Hydro, constitués en tant que service public municipal sous sa propre direction, mettent au point la réorganisation de la distribution locale par le biais d'études régionales;  
créer un organisme de transition indépendant d'Hydro et ayant le mandat et le pouvoir d'effectuer les changements nécessaires pour créer un marché de l'électricité compétitif.

(SAC)

Il peut être démontré que les tarifs des services publics d'électricité sont inférieurs à ceux des services privés. L'actif d'Hydro a une valeur de 100 milliards de dollars, principalement en raison de l'eau dans les centrales hydroélectriques. Les produits de piles à combustible fourniront la possibilité d'ajouter une capacité de production supplémentaire à faible émission tout en évitant l'expansion du transport et de la distribution.

(Wood)



nécessaire pour obtenir une capacité nouvelle ou élargie est de deux ans. On pourrait ajouter environ 8 500 mégawatts de puissance au réseau par le biais de différents projets privés à moyen ou à long terme. Les sources possibles seraient notamment la production combinée de gaz naturel, le gaz d'enfouissement, la biomasse, la transformation des déchets en énergie, l'hydroélectricité et le vent solaire.(IPPSO)

Ontario Hydro devrait conclure un contrat à long terme pour acheter 2 000 MW d'électricité d'Hydro-Québec. Il lui suffirait de financer la modernisation de ses lignes de transport entre l'Ontario et le Québec.

(Sole)

Hydro devrait adopter les méthodes de gestion couronnées de succès mises au point par National Power du Royaume-Uni. Les installations de NP ont environ la même capacité qu'Ontario Hydro. Elles affichent des coûts d'exploitation considérablement plus bas ainsi que des bénéfices plus élevés.

(Sole)

Ontario Hydro devrait remplacer tous ses cadres supérieurs par du personnel expérimenté de l'industrie privée.

(Sole)

La capacité de production combinée de la centrale A de Bruce est exceptionnelle et devrait être conservée.

(O.C. Long)

Les produits de piles à combustible fourniront la possibilité d'ajouter une capacité de production supplémentaire à faible émission tout en évitant l'expansion du transport et de la distribution.

(Ballard)

Un avantage important du secteur indépendant de l'électricité est la réduction du risque. En effet, le rendement et les facteurs de capacité sont à la charge du secteur privé. Il faudrait payer une prime d'environ un demi-cent pour le gaz sans production combinée. Le secteur indépendant de l'énergie a une capacité illimitée de fournir de l'électricité rentable et non polluante assez rapidement. Pour l'hiver en cours, cependant, il y aurait une prime de un et demi à deux cents pour acheter du gaz naturel afin de produire de l'électricité parce qu'il n'existe présentement aucune entente d'approvisionnement à long terme. Cela signifierait donc un prix

Les règlements touchant l'énergie nucléaire (sécurité, santé publique et environnement) doivent être renforcés. Le réseau de transport et de distribution devrait être régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario, c.-à-d. réglementation gouvernementale. L'aspect production serait ouvert à la concurrence. Nous étudions la possibilité de privatiser tous les éléments du réseau, y compris le réseau de transport. La clé est une réglementation publique appropriée. L'analogie avec la déréglementation réussie des marchés du gaz est citée comme exemple de ce qu'il est possible de réaliser.

(EB)

La concurrence et le choix des consommateurs permettront de créer un réseau souple et peu coûteux. Le monopole devrait être démantelé et on devrait encourager la concurrence entre un grand nombre de fournisseurs grâce à une réglementation peu rigoureuse. Aucune décision ne devrait être prise relativement au POBPN avant le dépôt du livre blanc.

(AMP/CO)

Le coût en capital et le risque de placement associés au respect des exigences de production peuvent être absorbés sans risque d'investissement de capitaux pour le public et sans que des garanties provinciales ne soient exigées pour soutenir les ententes.

(TransAlta)

La restructuration de l'industrie devrait comprendre les éléments suivants : concurrence au niveau de la production; acheteur global qui serait une entité unique; distribution au détail distincte de la production et du transport; société publique de transport de l'énergie; distribution réglementée à l'échelle locale; et organisme de réglementation de l'électricité qui serait distinct du gouvernement et pourrait mettre les décisions en application.

(MEA)

Dans un réseau d'électricité concurrentiel, toutes les solutions possibles seraient prises en considération et le marché déterminerait l'offre, la demande et le prix.

(ONGA)

En 1996, ce groupe a vendu 1 200 mégawatts d'électricité à Ontario Hydro. Il appuie la concurrence mais pas nécessairement la privatisation. Le délai

Les règlements touchant l'énergie nucléaire (sécurité, santé publique et environnement) doivent être renforcés. Le réseau de transport et de distribution devrait être régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario, c.-à-d. réglementation gouvernementale. L'aspect production serait ouvert à la concurrence. Nous étudions la possibilité de privatiser tous les éléments du réseau, y compris le réseau de transport. La clé est une réglementation publique appropriée. L'analogie avec la déréglementation réussie des marchés du gaz est citée comme exemple de ce qu'il est possible de réaliser.

(BE)

La concurrence et le choix des consommateurs permettront de créer un réseau souple et peu coûteux. Le monopole devrait être démantelé et on devrait encourager la concurrence entre un grand nombre de fournisseurs grâce à une réglementation peu rigoureuse. Aucune décision ne devrait être prise relativement au POBPN avant le dépôt du livre blanc.

(AMP/CO)

Le coût en capital et le risque de placement associés au respect des exigences de production peuvent être absorbés sans risque d'investissement de capitaux pour le public et sans que des garanties provinciales ne soient exigées pour soutenir les ententes.

(TransAlta)

La restructuration de l'industrie devrait comprendre les éléments suivants : concurrence au niveau de la production; acheteur global qui serait une entité unique; distribution au détail distincte de la production et du transport; société publique de transport de l'énergie; distribution réglementée à l'échelle locale; et organisme de réglementation de l'électricité qui serait distinct du gouvernement et pourrait mettre les décisions en application.

(MEA)

Dans un réseau d'électricité concurrentiel, toutes les solutions possibles seraient prises en considération et le marché déterminerait l'offre, la demande et le prix.

(ONGA)

En 1996, ce groupe a vendu 1 200 mégawatts d'électricité à Ontario Hydro. Il appuie la concurrence mais pas nécessairement la privatisation. Le délai nécessaire pour obtenir une capacité nouvelle ou élargie est de deux ans. On pourrait ajouter environ 8 500 mégawatts de puissance au réseau par le biais de différents projets privés à moyen ou à long terme. Les sources possibles seraient notamment la production combinée de gaz naturel, le gaz d'entoussissement, la biomasse, la transformation des déchets en énergie, l'hydroélectricité et le vent solaire.

(Ahearne)

## AUTRES SUJETS

### Questions de planification

Je crois fermement aux services publics d'électricité. Hydro dessert bien l'Ontario. Dans d'autres territoires de compétence, l'électricité est plus coûteuse et il y a des abaissements de tension.

(Eliessen)

La question de monopole par rapport à concurrence n'est pas la même que celle de propriété d'Etat par rapport à propriété privée. Dans le premier cas, il est en faveur de la concurrence et mentionne son expérience à la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada à titre d'exemple de société d'Etat qui devait livrer concurrence sur le marché. Dans le deuxième cas, c'est-à-dire propriété d'Etat par rapport à propriété privée, il a déclaré que la question à laquelle il faut répondre est de déterminer si on a besoin de l'organisme pour des raisons de politique gouvernementale. Il n'a pas exprimé d'opinion en ce qui concerne la propriété publique ou privée mais a déclaré qu'en termes de structure compétitive, la production devrait être ouverte à la concurrence et les lignes de transport, mises à la disposition d'autres usagers.

(Franklin)

Les difficultés que connaît présentement Hydro relativement à l'énergie nucléaire constituent pour la province une occasion d'entreprendre une démarche positive vers une industrie de l'électricité qui adopterait des prix fixés par la concurrence.

(TransAlta)

La commercialisation n'est pas un processus simple et rapide. Il faudra presque certainement plus de temps que prévu, et les parties devraient être prêtes à faire preuve de patience en amorçant les discussions.

(BNFL)

Il faudrait prévoir un fonds de déclassement distinct auquel Hydro n'aurait pas accès.

(Wilson, H.)

Il faudrait demander la participation du public avant de prendre la décision de remettre en marche un réacteur qui a été fermé pendant une longue période.

(ADAM)



(Elston)

Je crois que nous essayons de pousser la technologie au-delà de ses limites et, en fin de compte, nous sommes toujours aux prises avec le problème des résidus. C'est là une façon de faire très imprudente et dangereuse. Je suis en faveur d'une évaluation environnementale complète des questions touchant la sécurité, l'économie et l'environnement.

(Paul)

Les réacteurs d'Ontario Hydro sont sécuritaires.

(CNWC)

Ontario Hydro devrait être assujettie aux mêmes règlements rigoureux que les autres en matière d'incendie et de structure. Un avant-projet de modification des mesures de sécurité-incendie devrait comprendre les éléments suivants : Hydro devrait être régie par le Code du bâtiment de l'Ontario, des stipulations précises (énumérées dans la présentation) devraient être adoptées en matière de protection contre les incendies et un groupe de travail sur la protection contre les incendies nucléaires devrait être créé.

(Brenner)

Le taux de déficience intellectuelle à Pickering est supérieur à la moyenne provinciale.

(Roper)

En raison du manque de confiance à l'égard d'Ontario Hydro, les résidents de Pickering ont immédiatement besoin d'une analyse indépendante de l'eau, de l'air et du sol sur une base permanente. On n'accorde pas à la capacité d'intervention en cas d'urgence l'importance qu'elle mérite. Le bureau du maire devrait être informé des développements susceptibles de toucher les résidents.

(Senis)

L'accumulation de tubes de zircaloy utilisés pour les grappes de combustible est astronomique. Ces tiges émettent des radiations mortelles pendant 100 000 ans.

(McCann)

Le comité devrait adopter la recommandation de M. Brenner selon laquelle on devrait imposer aux usines d'Hydro le Code du bâtiment de l'Ontario de 1990.

(Shaw)

Nous sommes en faveur du dépistage de la consommation de drogues et d'alcool à Ontario Hydro. Nous avons participé au processus législatif entourant ce problème aux États-Unis et nous aimerions mettre les résultats de ces travaux à la disposition des intéressés.



Les collectivités entourant la région de Pickering ne sont pas consultées relativement aux questions qui touchent la région, par exemple des déversements accidentels ou autres questions de sécurité. Elles se sentent isolées en termes de connaissance des procédés à suivre en cas d'urgence et de communication relativement à des questions de sécurité.

(WHCA)

On devrait effectuer un vaste examen public de la centrale nucléaire de Pickering, qui porterait notamment sur des questions comme la capacité d'intervention en cas d'urgence, les effets sur la santé, les permis et l'avenir de la centrale après la fermeture. Les systèmes informatiques de la centrale nucléaire de Pickering seront affectés par le problème de programmation en vue de l'an 2000.

(Pickering)

Nous sommes fortement en désaccord avec l'évaluation d'Hydro selon laquelle le problème concerne uniquement la gestion. Les problèmes d'Ontario Hydro sont fondamentalement reliés à la technologie CANDU, qui est gravement imparfaite. En 1996, le réacteur CANDU a affiché le pire rendement au monde avec un facteur de capacité de 61,5 pour 100, comparativement à 77 pour 100 pour les réacteurs à eau sous pression et à 79 pour 100 pour les réacteurs à eau bouillante. La centrale A de Pickering avait un facteur de capacité de 36 pour 100, et la centrale B de Pickering, un facteur de 49 pour 100. Les centrales A de Pickering et de Bruce devraient être fermées de façon permanente.

(NAP)

Les problèmes, à la centrale de Pickering, sont d'ordre mécanique : déversements accidentels d'eau lourde, déchargement illégal de 40 000 barils d'une substance donnée sur la propriété, contamination du lac Ontario par le cuivre et le plomb, fiche de performance insuffisante, présence de tritium dans le lac et dans l'eau potable, fuites de gaz inflammable. Je demande au Comité de faire preuve d'esprit d'initiative et d'exiger des maintenant une évaluation environnementale complète de la centrale nucléaire de Pickering.

(McLeod)

Je crois qu'il existe une perception publique voulant que cette usine soit mal gérée et il y a sans cesse des pannes. Je crois que cette usine devrait être déclassée.

(Pacione)

Les recommandations du comité McDonald doivent être adoptées dès maintenant. Les centrales A de Pickering et de Bruce devraient être fermées de façon permanente.

Selon l'interprétation de la preuve par l'ACC, une réponse complète aux recommandations du RIEPI devrait garantir la protection de la sécurité publique.

(ACC)

Chez British Energy, on privilégie la \* sécurité avant tout+. Les mesures de radiation et de sécurité générale s'améliorent depuis la privatisation et la productivité a doublé.

(British Energy)

Le rendement humain est la clé de la sécurité future à Ontario Hydro. Il doit exister une solide culture de sécurité et celle-ci doit être orientée du sommet vers la base.

(Hare)

Le niveau de sécurité élevé est attribuable en partie à des particularités techniques intégrées aux réacteurs CANDU, et en partie au bon rendement opérationnel et à la conformité avec les règlements. On a malheureusement décelé des défauts à ces deux niveaux.

(Hare)

La sécurité est, en pratique, inséparable de bonnes pratiques de gestion.

(Hare)

D'après les témoignages, il semble que personne ne soit véritablement responsable de la sécurité nucléaire en Ontario. L'entière responsabilité de la sécurité incombe à la CCEA, qui n'a pas de remplaçant. La CCEA n'a pas le pouvoir de s'assurer qu'Hydro respecte ses engagements, sauf en fermant les réacteurs. Il est illogique qu'Hydro ferme volontairement des réacteurs lorsque la CCEA ne prend pas la même décision. Il faudrait établir une politique gouvernementale concernant la radioprotection.

(CAIRS)

La plus petite erreur dans un réacteur peut entraîner une catastrophe. L'énergie nucléaire n'est plus une option acceptable pour répondre aux besoins du futur.

(BE)

Un ouvrier qualifié et ancien employé d'Hydro a exprimé de l'inquiétude en ce qui concerne l'entretien de l'installation nucléaire de Bruce.

combustibles résiduaires à long terme, ni les coûts de remplacement par la production thermique au charbon en termes de finances, de santé publique et d'environnement.

(OCAA)

Il n'existe pas de solution de rechange raisonnable aux réacteurs nucléaires pour produire cette quantité d'électricité de base dans un délai raisonnable et moyennant les coûts envisagés. Nous soutenons fortement qu'il existe des solutions de rechange considérablement moins coûteuses que de fermer les réacteurs pendant qu'on les répare, à la fois du point de vue de l'emploi et en termes de coûts pour les consommateurs d'énergie.

(CNWC)

## Répercussions sur les collectivités

Une analyse professionnelle indépendante du POBPN devrait être effectuée dans le but de confirmer la pertinence de la décision prise par Ontario Hydro le 12 août, une attention particulière étant accordée aux conséquences économiques et sociales pour les collectivités qui dépendent de la centrale nucléaire de Bruce.

(BCDC)

Des programmes et services de soutien devraient être offerts pour aider les travailleurs et les familles touchés (centrale nucléaire de Bruce et autres) à s'adapter aux répercussions de la perte d'emplois et à faire la transition vers un nouvel emploi ou un travail indépendant.

(BCDC)

Des mesures devraient être prises pour stabiliser le potentiel industriel existant au centre énergétique de Bruce, créer un environnement exceptionnel pour l'expansion et intéresser de nouvelles industries.

(BCDC)

Afin de minimiser les répercussions sur la collectivité, la remise en service de la centrale A de Bruce devrait être prévue en tout premier lieu dans les plans de redressement du secteur nucléaire d'Ontario Hydro.

(Kohlman, Brandon, Pearce, Kuperus, Long, Foehner, IEDC, Southampton, Port Elgin CoC, Port Elgin, Desbiens, Kosner)

Ontario Hydro et les gouvernements provinciaux et fédéraux devraient appuyer et aider les projets ITER et MOX à Bruce.

(Southampton, Port Elgin)

encore les limites réglementaires, les émissions projetées de dioxyde de soufre d'Ontario Hydro seront de 170 000 tonnes en 1998, 171 000 tonnes en 1999 et 174 000 tonnes en l'an 2000. Il en résultera potentiellement une augmentation du dépôt de sulfate de 1/2 % à 1 % dans le centre de l'Ontario.

(MEO)

Si l'on veut réduire les émissions de gaz à effet de serre, la production d'énergie nucléaire doit demeurer une option.

(Ahearne)

Nous recommandons que le Comité spécial demande à Ontario Hydro de lui fournir une analyse des coûts économiques et des risques associés à une stratégie de redressement nucléaire en conformité avec a) les règlements actuels de l'Ontario en matière d'environnement; b) les accords existants entre Ontario Hydro et les gouvernements de l'Ontario et du Canada; c) la protection de la santé publique et d) les engagements internationaux du Canada en matière d'environnement.

(OCAA)

Le Comité spécial devrait demander à Ontario Hydro de lui fournir une analyse des coûts économiques et des risques associés à une stratégie de rechange visant à répondre aux besoins de ses clients en matière d'énergie, stratégie qui exclurait la remise en service des centrales Pickering A ou Bruce A, ou les deux. Cette stratégie devrait être en accord avec les obligations environnementales qui précèdent.

(OCAA)

Les consommateurs de la province sont disposés à accepter une légère augmentation des tarifs si cela signifie un environnement moins pollué. Il est possible de réaliser des gains considérables en mettant l'accent sur l'économie d'énergie. La province devrait imposer aux industries gazières et électrique des règlements en matière d'efficacité énergétique.

(CEEA)

Le ministère de l'Environnement devrait surveiller et contrôler la radiation, fermer les installations si les normes environnementales ne sont pas respectées et prendre la responsabilité du déclassement. Ces démarches pourraient être entreprises par un office de protection contre la radiation.

(SACI)

Les estimations de coûts de M. Andognini, à savoir 2,5 et 3,5 cents le kilowatt heure, ne correspondent pas au coût global de remise en service des unités Pickering A et Bruce A puisqu'elles ne comprennent pas les coûts liés au déclassement et à l'élimination des



restructurer le programme de redressement afin qu'il nécessite moins de main-d'œuvre; réembaucher les personnes qui possèdent des compétences dans le domaine nucléaire et qui ont été encouragées à quitter leur emploi depuis 1993; négocier des pratiques d'exploitation plus souples avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique; faire davantage appel à des entrepreneurs de l'extérieur; embaucher du personnel supplémentaire au besoin.

(AMPCO)

En justifiant la fermeture d'unités nucléaires pour réparations ou manque de ressources, Hydro devrait préparer une analyse de rentabilisation distincte pour chaque unité plutôt que de prendre des décisions globales pour les quatre unités dans chaque centrale. Par exemple, une stratégie consistant à faire fonctionner les unités 3 et 4 à Bruce ainsi que les quatre unités dans les centrales B permettrait de concentrer les ressources d'exploitation de l'unité 1 de Bruce et de l'usine d'eau lourde sur les six unités restantes.

(AMPCO)

Ontario Hydro devrait demander des propositions du secteur privé pour la remise en état d'unités exigeant un important investissement de nouveaux capitaux.

(AMPCO)

### Questions liées à l'environnement

Les répercussions d'un changement en faveur du charbon et du pétrole sont une augmentation massive de la pollution de l'air. Il n'est pas nécessaire d'investir de fortes sommes d'argent dans l'énergie nucléaire; il existe d'autres solutions plus douces pour l'environnement comme les moulins à vent et la production combinée au gaz. Il n'est pas nécessaire de rouvrir Bruce ou Pickering A, ni de remplacer cette source d'électricité par le charbon.

(Greenpeace)

Les observations présentées au Comité soulèvent des inquiétudes concernant des augmentations potentielles dans l'émission de certaines substances toxiques, notamment l'arsenic, le beryllium, le cadmium, le chrome et le plomb. Le ministère de l'Environnement a établi des normes réglementaires applicables à toutes ces substances, normes qu'Ontario Hydro est tenue de respecter.

(MEO)

Les *règlements en matière de pluies acides* du ministère imposent à Ontario Hydro un plafond global d'émission de dioxyde de soufre de 175 000 tonnes, et les émissions annuelles de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote ne peuvent pas dépasser 215 000 tonnes. Bien qu'elles respectent



Le coût de 3 milliards de dollars que nécessiterait l'énergie de remplacement ne peut être justifié étant donné qu'il existe un certain nombre de stratégies qui devraient permettre de gérer la pénurie de main-d'œuvre. Ces stratégies sont notamment les suivantes :

(AMP&CO)

Le Comité devrait recommander que le gouvernement de l'Ontario obtienne d'une société comme British Energy une opinion indépendante sur le bien-fondé et l'économie du POBPN.

(AMP&CO)

Il faudrait étudier la possibilité de placer l'actif nucléaire dans une société distincte ayant son propre conseil d'administration.

(AMP&CO)

Le conseil d'administration d'Hydro devrait être renforcé le plus tôt possible par l'ajout de deux nouveaux membres possédant de l'expérience dans le secteur nucléaire.

(AMP&CO)

dernières démarches, vous êtes bien en dessous de ce niveau. D'après mes constatations, une réserve de production de 20 pour 100 occasionnera certaines pannes rotatives et de nombreux abaisséments de tension. Une réserve de production de 15 pour 100 occasionnera de nombreuses pannes rotatives et de nombreux abaisséments de tension.

(Wells)

On peut dire que la situation actuelle à Pickering s'améliore dans tous les aspects des activités de la centrale. La capacité de réviser et d'améliorer les procédés s'est améliorée de façon spectaculaire ces derniers mois. D'autres améliorations peuvent être attribuées à des augmentations au niveau des effectifs.

(STSE)

Je recommande avec insistance que l'on fasse appel à des spécialistes de l'extérieur pour examiner le problème des pouvoirs abusifs des syndicats et pour conseiller, vérifier, examiner et, dans des domaines clés, approuver les procédés administratifs internes. Les prévisions budgétaires et les analyses et justifications économiques relatives aux réparations, modifications et améliorations des centrales, de même que les recettes projetées, devront également être surveillées de près. En cas de désaccord, l'autorité extérieure doit l'emporter.

(Adamek)

Le plan du conseil d'Ontario Hydro dans lequel on prévoit fermer certains réacteurs et améliorer ceux qui restent est une réponse raisonnable compte tenu de la situation. Cependant, l'histoire risque de se répéter si l'on ne veille pas à déterminer et à corriger les vraies causes de la détérioration. Les raisons pour lesquelles on n'a pas exercé une surveillance suffisante devraient être examinées davantage.

(Robertson)

La faisabilité de boucles hydrogène-eau-oxygène-électricité devrait être examinée dans le cadre d'un projet pilote qui pourrait être financé par le Fonds de partenariat sectoriel. L'essai pourrait avoir lieu dans le parc industriel de Bruce.

(Medwell)

Le conseil d'administration d'Hydro ne possède pas les compétences nécessaires pour mettre en doute le fondement technique des opinions du Groupe consultatif d'évaluation de la performance des opérations nucléaires (GCEPON) et n'a pas pris le temps de faire effectuer un examen technique indépendant par un tiers.

Pour les employés, la proposition du STSE fait économiser de l'argent et minimise les répercussions sur l'environnement.

(Hergott)

Il existe des solutions viables en termes d'offre et de demande qui pourraient remplacer le POBPN proposé par Hydro. Les options d'utilisation du gaz naturel représentent le plus important potentiel. Elles sont viables tant du point de vue économique qu'environnemental. Le délai nécessaire à l'achat d'une turbine à gaz est de 12 mois. Le coût d'une turbine à gaz est d'environ un million de dollars par mégawatt. Le coût d'une grande usine de 200 mégawatts se situerait approximativement entre trois cents et trois cents et demi le kilowatt heure en supposant que le prix du gaz soit de 3 \$ par MCF. Un conduit de grand diamètre coûte environ un million de dollars le mille. Il est logique de faire fonctionner de nouveau une installation nucléaire existante.

(ONGA)

Une association des secteurs public et privé devrait être recommandée à Bruce pour réaménager les installations A. Le POBPN est un plan visant à éliminer la part du marché de l'énergie nucléaire et à réparer les centrales d'énergie fossile en vue de la privatisation.

(Morgan)

Il paraît à la fois peu judicieux et imprudent de fermer les sept unités nucléaires. La solution de rechange consiste à dépenser des milliards de dollars pour du combustible fossile de remplacement qui n'est pas respectueux de l'environnement. Le Comité devrait étudier ces questions à fond et interroger les opposants au plan.

(McLean)

Le réseau actuel de transport et de distribution d'Hydro n'est pas suffisamment entretenu, ce qui limitera la capacité d'approvisionnement à partir d'installations avoisinantes.

(CH)

D'après les travaux que j'ai effectués dans le passé, la réserve de production minimale nécessaire pour l'Ontario était de 23 pour 100. Je dirais qu'avec les

Sans couverture d'azote et sans chauffage minimal, l'usine d'eau lourde de Bruce sera endommagée de façon permanente après la première gelée. Hydro a abandonné cette usine. Une offre a été faite au Comité pour que des travailleurs syndiqués bénévoles effectuent la couverture d'azote et on a également proposé des fonds pour aider à payer le chauffage minimal. Hydro n'a pas consulté le syndicat relativement au POBPN.

(STSE, Wilson, I.)

Les huit réacteurs nucléaires A de Pickering et Bruce devraient être passés en charges et les unités fermées de façon permanente. Le 1,6 milliard de dollars nécessaire au redressement de l'énergie nucléaire devrait être financé par des sources autres que les fonds publics, l'actif nucléaire devrait être amorti sur 25 ans et non 40 ans, les coûts nucléaires ne devraient pas être capitalisés et les coûts de déclassement devraient être prélevés sur un compte externe. Hydro devrait être liquidée et les clients devraient pouvoir acheter une combinaison diversifiée d'énergie auprès des producteurs de leur choix (p. ex. production industrielle combinée, cycle mixte à gaz, chauffage à distance).

(BE)

Le principal problème est que les tarifs industriels pratiqués par Hydro pour l'électricité ne sont pas compétitifs. On a constaté qu'ils sont de 20 à 30 pour 100 supérieurs aux taux comparables aux États-Unis. Il a été recommandé que l'on fasse appel à un tiers indépendant comme British Energy pour examiner à la fois le plan de redressement et d'autres options, comme maintenir ouvertes les unités A de Pickering et Bruce et peut-être recruter d'anciens employés pour faciliter le processus.

Hydro ne peut pas légalement poursuivre certaines des options qu'elle a exposées et devrait fournir des avis juridiques au Comité.

En ce qui concerne le financement, la capacité d'Hydro d'évaluer le coût ou de prendre ce genre de décision est en doute. Une évaluation indépendante des prévisions d'Hydro devrait être effectuée. Les achats de combustible fossile dans le but de respecter le plan de redressement ne relèvent pas du contrôle de la province et cela pourrait faire monter le coût du POBPN. Hydro pourrait se servir de la crise actuelle pour effectuer des dépenses qui ne peuvent être justifiées pour des raisons économiques.

(AMP/CO)

Nous appuyons l'industrie nucléaire et approuvons l'excellent travail récemment effectué par Ontario Hydro, c.-à-d. le RLEPI et le plan de redressement.

dans le contexte actuel, c'est-à-dire avant la publication du Livre Blanc, est entre huit et dix cents le kilowatt-heure. La plupart des gouvernements en Europe fixent des objectifs de 10 pour 100 pour les autres sources d'énergie à court terme.

(ACEE)

On ne doit octroyer des fonds à Ontario Hydro que pendant une année seulement pour régler la hausse de ses coûts liés au combustible fossile. Pendant l'année, le ministère de l'Environnement doit lancer des appels d'offres à l'intention de toutes les parties qui désirent vendre de l'énergie à leur service public municipal ou à Ontario Hydro à un tarif fixe. Il faut que les intervenants qui présentent des propositions raisonnables se voient accorder des contrats d'énergie à ces tarifs, plus l'inflation, pour les 10 prochaines années. On doit transférer la capacité qui reste à Ontario Hydro et lui donner suffisamment de fonds pour remettre les réacteurs en état. Il existe suffisamment de sources de production d'énergie hors des services publics pour faire face à une partie de la capacité de production de 4 280 mégawatts perdue par la fermeture des réacteurs «A». La majeure partie de cette capacité concerne la production hydroélectrique ou la production combinée. Il est généralement reconnu qu'il y a environ 3 000 mégawatts de coproduction immédiatement disponibles en Ontario. On pourrait produire entre 4 000 et 6 000 mégawatts de plus au cours des cinq prochaines années.

(HSP)

Il faut réexaminer le projet de «mise en réserve» à long terme des unités «A» de Bruce, parce qu'une telle procédure n'a jamais été mise à l'essai dans le système CANDU.

(SBIAC)

Nous recommandons d'élargir l'industrie solaire en Ontario, en complètement à Hydro. Cependant, elle ne pourrait pas soutenir la concurrence avec Hydro à 0,05 \$ par kilowatt.

(BPVCC)

Le syndicat considère que Hydro a fait une erreur en fermant les unités A de Pickering et de Bruce et l'usine d'eau lourde de Bruce. L'argument avancé par Hydro pour immobiliser les réacteurs tient à une pénurie de quelque 4 200 travailleurs. Pourtant, elle n'a rien fait pour voir si ces gens-là étaient disponibles. Une solution de rechange a été proposée, selon laquelle les unités A de Pickering et de Bruce resteraient ouvertes. Le projet avancé par le syndicat pour Hydro est plus économique et plus écologique.



## PLAN D'OPTIMISATION DES BIENS DE PRODUCTION NUCLÉAIRE D'ONTARIO HYDRO (POBPN) ET SOLUTIONS DE RECHANGÉ

### Généralités

Il faut que le public soit convaincu que le POBPN constitue la meilleure solution aux problèmes signalés dans le RIBPI. La complexité des questions et leur importance nécessitent un examen public complet des solutions de rechange qui existent et des coûts et avantages qu'elles présentent.

(ACC)

Il est souhaitable que le plan de redressement nucléaire d'Ontario Hydro soit examiné par un tiers indépendant qui jouit d'une renommée internationale.

(OMA)

Les sept réacteurs «A» doivent être déclassés dès maintenant, les réacteurs restants de Pickering en 2000, et les autres réacteurs en 2010. Il faut que les 8 milliards de dollars réservés au POBPN soient consacrés à la création d'un fonds de conservation d'énergie et de solutions de rechange. Il faut imposer à Hydro l'obligation d'attribuer 2,6 milliards de dollars à un fonds spécial de déclassement.

(EE)

Le POBPN vise-t-il non seulement les normes et la qualité des installations et leur relèvement à un niveau acceptable, mais aussi les questions de la longévité et de la préservation de l'actif nucléaire?

(Hallatt)

Devant les perspectives économiques prometteuses, quels sont les plans de production de l'énergie qui sont en place pour faire face à ce qui semble être un besoin futur dans la province?

(Hunter)

Il faut que les réacteurs «A» de Bruce soient rendus opérationnels.

(Kincairdine, Bruce, Comité de Bruce, SBIAC)

En Ontario, il existe des lieux propices pour l'énergie éolienne sur la rive est du lac Huron et la rive nord des lacs Érié et Ontario. Le prix de l'énergie éolienne

On reconnaît quelques aspects positifs du processus de révision des tarifs d'Hydro, si nous acceptons la théorie de la «solution de second choix». En effet :

- les intervenants disposent de moyens pour interroger la direction d'Hydro sur ses projets d'avenir et changements de tarifs;
- c'est le seul examen public impartial ordinaire des opérations d'Hydro;
- il ressort des analyses que les recommandations de la Commission de l'énergie de l'Ontario en matière de tarifs ont toujours été suivies par le conseil d'administration d'Hydro Ontario et ont eu un effet modérateur sur les hausses de tarifs, au moins pendant les années 1980, et
- la Commission de l'énergie de l'Ontario estime que les examens d'Ontario Hydro ont eu un effet général positif sur les coûts.

(CEO)

La première mesure, essentielle, qui s'impose est de modifier la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* pour faire en sorte qu'Ontario Hydro soit assujettie, à tout égard, à la surveillance réglementaire de la CEO.

(ACC)

Il faut que la date des audiences annuelles de la Commission de l'énergie de l'Ontario soit mieux synchronisée avec les processus de planification et des finances d'Ontario Hydro.

(CEO)

Il faut que les pouvoirs de la CEO soient renforcés et qu'Hydro soit obligée de se plier aux règlements adoptés par la CEO.

(CH)

Il est bon que la CCEA et les organismes de réglementation provinciaux et fédéral unissent leurs connaissances et ressources pour résoudre les problèmes nucléaires actuels.

(CIACM)

Il faut nommer un vérificateur indépendant d'Ontario Hydro, et un comité d'examen indépendant chargé de surveiller la restructuration.

(Morgan)

(Martyr)

Les équipes des mesures d'urgence à la centrale A de Bruce sont formées et compétentes. Dans cette centrale, on compte 4 chefs des pompiers municipaux et un grand nombre d'autres pompiers bénévoles. Une grande importance est accordée à la prévention des incendies. Les équipes d'intervention en cas d'urgence d'Hydro reçoivent une formation poussée chaque année dans le service de formation d'Hydro. Si le plan de redressement est mis en application et si 1 700 employés sont retirés de la centrale de Bruce, les capacités d'intervention du service de pompiers municipal et des autorités locales chargées des mesures d'urgence s'en ressentiront.

(Cumming)

## Finances

Niagara Falls vaut à peu près 100 000 \$. Si on calcule le coût du combustible de remplacement pour Niagara Falls, sa valeur serait nettement supérieure. Par conséquent, Hydro n'est pas insolvable.

(Eliesen)

## Réglementation

Il est essentiel de soumettre la direction d'Ontario Hydro à une surveillance réglementaire stricte, si l'on veut que les résidents et les pouvoirs publics soient convaincus qu'Hydro agit avec sérieux dans l'intérêt du public.

(ACC)

Le côté réglementaire de l'énergie nucléaire au Canada a été relativement «invisible».

(Ahearne)

Il faut que l'Ontario ait son propre mécanisme de surveillance nucléaire.

(Ahearne)

Il faut que la Commission de contrôle de l'énergie atomique, en tant qu'organisme réglementaire de la sécurité nucléaire, ait le mandat de se prononcer sur toutes les stratégies de relance de la PNOH.

(SBIAIC)

(STSE)

Ce sera difficile de corriger les problèmes que nous avons relevés. Par exemple, nous avons dû changer l'infrastructure fondamentale de l'organisme afin de mettre l'accent, non plus sur « l'ingénierie et la construction », mais plutôt sur « le fonctionnement et l'entretien ».

(Andognini)

La pire décision de gestion fut d'investir dans cette technologie pour commencer, qui est dangereuse et expérimentale.

(EB)

## Formation

Nous recommandons de confier, au service de la formation de la centrale de Bruce, la formation proposée par le POBPN. Ainsi, on pourrait réduire les répercussions sur l'économie de la région, et mieux stabiliser le marché immobilier.

(Bruce, SBIA, Diamond)

## Ingénierie

Le réacteur CANDU constitue une réalisation canadienne importante du point de vue technique et ingénierie. Il faut que le Comité mette tout en œuvre pour conserver notre patrimoine canadien.

(Sutton, Abdelmessih)

Les travailleurs de la conception et de l'ingénierie, en tant que groupe, étaient entièrement coupés du fonctionnement et de l'entretien, et la culture des deux groupes était très différente.

(Franklin)

## Capacité d'intervention en cas d'urgence

Il faut craindre que l'orientation que nous suivons, en ce qui concerne les capacités d'intervention en cas d'urgence, ne corresponde pas aux intérêts de la sécurité des installations nucléaires, des employés ou de l'environnement.

(Ahearne)

Le directeur de la centrale est la personne la plus importante pour réaliser une bonne performance nucléaire.

(Ahearne)

Il faut un respect absolu de la discipline pour faire fonctionner des réacteurs nucléaires.

(Ahearne)

Dans le RTEPI, nous avons donné la note «acceptable» au fonctionnement des centrales nucléaires, mais dans la limite inférieure de la fourchette. À notre avis, l'actif nucléaire d'Ontario Hydro s'est dégradé au fil des années sans que l'on prête attention à des domaines essentiels, notamment l'entretien et le contrôle de la conception. De plus, Ontario Hydro n'a pas suivi l'évolution des normes nucléaires dans le monde.

(Andognini)

## Entretien

Entre 1986 et 1990, les crédits octroyés pour les budgets de fonctionnement de la division nucléaire ont plus que doublé. On n'a pas constaté de réduction de l'entretien pour contrebalancer la hausse imminente des tarifs entraînée par la construction de Darlington.

(Franklin)

Il faut qu'Ontario Hydro utilise le service d'entretien de la centrale de Bruce pour fabriquer et réparer autant de matériel que possible pour toutes ses installations.

(Bruce)

La conception des réacteurs CANDU est solide et robuste.

(Ahearne)

Les retards d'entretien s'expliquent par l'insuffisance du personnel, qui est un problème connu d'Hydro depuis quelques temps déjà. Ce problème s'aggrave avec le vieillissement des centrales nucléaires, qui ont alors un besoin accru d'entretien. Le syndicat a signalé l'existence des problèmes de formation et d'entretien il y a quelque temps déjà.



L'incapacité de redresser la situation qui existait chez Hydro n'était pas attribuable à un manque de ressources. En effet, entre 1986 et 1990, on a vu une hausse des crédits accordés au nucléaire. Le problème lié au vieillissement des centrales nucléaires était inconnu jusque-là. Il faut souligner cependant qu'en 1988/1989, 5 pour 100 seulement des centrales nucléaires dans le monde avaient atteint le milieu de leur durée utile. On n'a pas reconnu que les centrales nucléaires vieillissaient et qu'il fallait donc changer le programme de fonctionnement et d'entretien. En outre, les centrales A de Pickering et de Bruce étaient des CANDU de la première génération, qui présentaient des défauts étaient dans les tubes de force et la métallurgie, qu'on a corrigés dans des conceptions ultérieures.

(Franklin)

Les questions soulevées dans le RIEPI se rapportent, à 75 pour 100, à des facteurs humains : l'isolement, le flou, Hydro « croyait en ses propres manchettes ».

(Kupcis)

Ontario Hydro a pris de l'expansion à une époque où la seule façon de produire de l'électricité était le recours à des méga-projets appuyés par des crédits publics. Résultat : en cas d'erreurs, l'entreprise pourrait quand même survivre. Or, la technologie a avancé au point où on n'a plus besoin de méga-projets pour répondre à la même demande. En outre, la demande de l'électricité était un multiplicateur du PIB. À l'heure actuelle, à cause de la diminution de la demande, elle se rapproche probablement du PIB. Cela ne sert donc à rien de deviner ce qui s'est produit dans le passé parce que les circonstances ont changé.

(AMP/CO)

CANDU s'inspire d'une technologie de pointe. Les problèmes de « gestion » qu'Hydro connaît actuellement s'expliquent par des réductions d'effectifs trop brutales effectuées par Maurice Strong.

(Bethlendy)

## **RAPPORT INDÉPENDANT D'ÉVALUATION DE PERFORMANCE** **INTÉGRÉE (RIEPI)**

**Fonctionnement**

Il faut que les responsables du fonctionnement « ne prennent rien pour acquis. »

## INTRODUCTION

Ce résumé des recommandations et commentaires présentés par les témoins a pour but d'aider le Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro lors de son examen des questions dont il est saisi et lors de la rédaction subséquente de son rapport. À part les audiences tenues à Toronto au mois d'octobre et de novembre 1997, le Comité spécial a également organisé des audiences publiques à Kincairdine les 29 et 30 octobre, et à Oshawa le 5 novembre. En outre, le Comité a visité les installations d'énergie nucléaire de Bruce, Pickering et Darlington.

Les recommandations des intervenants sont regroupées sous des rubriques qui décrivent les principales questions examinées par le Comité spécial. À la fin du résumé, on trouve des commentaires et recommandations d'ordre général. De plus, des renseignements ont été tirés des mémoires adressés au Comité, compte tenu des délais accordés.

Les témoins (organismes et particuliers) sont identifiés par des sigles, dont on trouvera la liste à la fin de ce résumé.

Ce résumé ne se veut nullement un compte-rendu complet des travaux. Pour connaître l'ensemble des renseignements et points de vue présentés par les témoins et figurant dans les mémoires soumis, on peut consulter le Journal des débats et la version originale des mémoires.

## QUE S'EST-IL PASSÉ?

En tant que monopole réglementé, Ontario Hydro n'est nullement poussée à faire preuve d'innovation, elle prête peu d'attention à ses clients, craint le risque et méconnaît la discipline du marché qui tend à faire baisser les coûts et les prix.

### (OMA)

On n'aurait jamais dû construire Darlington. La capacité était déjà excédentaire. Les interruptions de la construction ont entraîné des retards et de fortes hausses de coûts. Un autre problème non cité dans le RLEPI fut la décision, prise par Hydro, de réduire ses effectifs. Tous les employés se sont vus offrir une indemnité de départ.

### (Ellesen)

Hydro s'est fait prendre quand elle a essayé de gérer les gels de tarifs en mettant de la pression sur OM&A.

### (PWO)



# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	5
QUE S'EST-IL PASSÉ?	5
RAPPORT INDÉPENDANT D'ÉVALUATION DE PERFORMANCE	6
INTÉGRÉE (RIEPI)	6
Fonctionnement	6
Entretien	7
Formation	8
Ingénierie	8
Capacité d'intervention en cas d'urgence	8
Finances	9
Réglementation	9
PLAN D'OPTIMISATION DES BIENS DE PRODUCTION NUCLEAIRE	11
D'ONTARIO HYDRO (POBPN) ET SOLUTIONS DE RECHANGE	11
Généralités	11
Questions liées à l'environnement	17
Répercussions sur la collectivité	19
Coûts	20
SÉCURITÉ	21
AUTRES SUJETS	25
Questions de planification	25
Questions liées au conseil d'administration d'Hydro	30
Culture	30
Dette bloquée	32
TÉMOINS	33





Bibliothèque de  
l'Assemblée législative  
de l'Ontario



Ontario  
Legislative  
Library

Service de recherches  
Bureau 2520, édifice Whitney  
99, rue Wellesley ouest  
Toronto (Ontario) M7A 1A9  
(416) 325-3675  
(416) 325-3637  
téléc. : (416) 325-3696

Legislative Research Service  
Room 2520, Whitney Block  
99 Wellesley Street West  
Toronto, Ontario M7A 1A9  
(416) 325-3675  
(416) 325-3637  
(416) 325-3696 Fax

F 540,1/97-98

## RÉSUMÉ DES TRAVAUX \*

Destinataire :

Comité spécial des  
affaires nucléaires d'Ontario Hydro

Auteurs :

Lewis Yeager et Anne Marzallik  
Agents de recherches  
Service de recherches de l'Assemblée législative

Le 3 décembre 1997

\*  
Les projets préparés par le Service de recherches de l'Assemblée  
législative se conformant aux exigences et instructions du Comité qui a fait  
la demande. Les points de vue présentés ne constituent pas  
nécessairement ceux du Service de recherches de l'Assemblée législative  
ou de la personne qui élabore le projet.

Que le Comité ait le pouvoir de se réunir à la discrétion de son président;

Que le Comité ait le pouvoir intégral de retenir les services d'avocats et d'autres personnes, comme il le jugera opportun, d'assigner des témoins, d'ordonner la production de dossiers et de documents, et d'interroger des témoins sous serment; et

Que ledit Comité se compose des membres suivants :

M. Shea (président), M. Kwinter (vice-président), M<sup>me</sup> Johns, M. Galt, M. O'Toole, M<sup>me</sup> Fisher, M. Conway et M. Laughren.

## ANNEXE I

### MANDAT DU COMITÉ SPÉCIAL

Mandat, le 22 septembre 1997

Il est recommandé de nommer un Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro ayant pour mandat :

D'examiner le rapport indépendant d'évaluation de performance intégrée du Groupe consultatif d'évaluation de la performance des opérations nucléaires du point de vue du rendement et de la fiabilité des installations nucléaires de l'Ontario, et de présenter un rapport à ce sujet, en particulier :

D'examiner le rapport de la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur les conclusions du rapport indépendant d'évaluation de performance intégrée et de présenter des recommandations sur les principes de sécurité relatifs aux plans de formation et de mise en application;

D'examiner les coûts et les conséquences environnementales de la stratégie de redressement nucléaire, notamment :

- la justification financière que présente Ontario Hydro de sa stratégie de redressement nucléaire;

- les aspects financiers et la viabilité des autres sources d'approvisionnement;

- les conséquences environnementales d'éléments précis du plan de redressement et les moyens à mettre en œuvre pour atténuer ces conséquences; et

Examiner les autres questions que le Comité considère comme entrant dans ses attributions.

Il est recommandé, en outre, que le Comité dépose un rapport final d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 1997, ou autre date à déterminer par ce dernier, étant précisé que, si l'Assemblée législative ne siège pas, le Comité a le pouvoir de publier son rapport en déposant des exemplaires de celui-ci auprès du Greffier de l'Assemblée et, à la reprise des travaux de l'Assemblée législative, le président du Comité présente ces rapports devant l'Assemblée législative conformément à son règlement;

Dans sa structure actuelle, Ontario Hydro est mal préparée à la concurrence. Avec un ratio d'endettement bien supérieur à 90 pour 100, d'autres radiations d'actif à venir et des pertes d'exploitation prévues pour le court terme, elle ne dispose que d'une marge de manœuvre financière limitée et doit s'en remettre au gouvernement fédéral pour son désendettement. Une partie de la dette actuelle d'Ontario Hydro risque d'être «bloquée» à l'arrivée de la concurrence. Ce seront les niveaux de prix et les parts de marché, parmi d'autres variables, qui permettront de déterminer les recettes dont les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro pourront disposer pour régler leurs frais d'exploitation, payer des intérêts et réduire leurs besoins de financement. Selon les estimations d'Ontario Hydro, la fraction de la dette qui pourrait rester bloquée se situerait dans la fourchette de 10 à 21 milliards de dollars.

Le Comité spécial est d'avis que l'attribution de la dette actuelle aux sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro et l'élaboration de la méthode de récupération de la dette bloquée seront parmi les décisions les plus importantes à prendre pendant le passage au marché concurrentiel. Le Comité note que le gouvernement de l'Ontario a chargé le D<sup>r</sup> Bryan Purchase de l'Université Queen's d'étudier la question et de présenter un rapport à ce sujet.

### Recommandations

36. Il faut que le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie fixe sans tarder le mandat et la composition du Comité d'établissement des règles du marché.
36. Parmi ses premières priorités, le Comité d'établissement des règles du marché doit présenter des recommandations sur sa propre structure, s'inspirant des enseignements tirés du fonctionnement du marché intermédiaire de l'électricité.
37. Il faut inviter le Comité d'établissement des règles du marché, les intervenants ainsi que des experts indépendants à présenter des conseils au ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie en ce qui concerne le cadre réglementaire.
39. Il faut que le rôle de soutien à jouer par la CEO pendant le passage au marché concurrentiel soit précisé.

Au moment où le Comité spécial a commencé ses travaux, on s'attendait à ce que le livre blanc du gouvernement ontarien sur la restructuration du secteur de l'électricité soit publié bientôt et forme alors un cadre pour l'examen que le Comité ferait des dépenses prévues par le POBPN. Or, *La voie du changement* n'a été publiée que lorsque le Comité avait déjà accompli les deux tiers de son mandat. Le Comité note que le gouvernement de l'Ontario établira un certain nombre de processus consultatifs au cours des deux prochaines années, notamment le Comité d'établissement des règles du marché et une étude sur l'actif bloqué. Étant donné l'importance de la restructuration du secteur de l'électricité pour la population de la province, le gouvernement de l'Ontario aurait intérêt à envisager, dans le cadre de ses consultations, la création d'un comité de l'Assemblée législative chargé de solliciter les réactions du public.

Dans son livre blanc, le gouvernement de l'Ontario propose la création d'un exploitant indépendant du marché (EIM). Il s'agirait d'une nouvelle société de la Couronne à but non lucratif, ayant pour mandat de diriger une Bourse de l'électricité, d'acheminer l'électricité selon le principe des offres les moins disantes et d'effectuer des règlements financiers. Le gouvernement de l'Ontario propose également de créer, avant le début de la concurrence en l'an 2000, un marché intermédiaire pour l'électricité de remplacement. Pour aider le gouvernement de l'Ontario dans la création de l'EIM et du marché intermédiaire, un Comité d'établissement des règles du marché sera institué. Ce dernier sera un intermédiaire officiel permettant aux participants du secteur de l'électricité de présenter des conseils sur la création du marché concurrentiel de l'électricité.

Le Comité spécial estime que ces organismes et modalités provisoires sont absolument indispensables à la réalisation des objectifs et échéanciers du gouvernement de l'Ontario. De plus, les participants au marché auront ainsi la garantie qu'Ontario Hydro et ses sociétés remplaçantes ne pourront se livrer à des abus d'influence dans la conception et l'exploitation du marché. Il est essentiel que tous les participants perçoivent le processus comme équitable et transparent.

Le Comité estime que l'élargissement envisagé des pouvoirs de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est essentiel pour protéger les consommateurs contre l'exploitation de l'électricité en situation de monopole. Il reconnaît également que la CEO, étant donné son expérience dans la déréglementation de l'industrie du gaz naturel, est bien placée pour faciliter le passage au marché concurrentiel de l'électricité. En même temps, le Comité fait une mise en garde, à savoir qu'il faut donner au marché concurrentiel les possibilités d'évoluer. En effet, une conception trop poussée et un pouvoir de contrôle central risquent de décourager les participants au marché et de priver les consommateurs des avantages de baisses de prix, de choix et d'innovation de produits et de services.



## D. RESTRUCTURATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

### Discussion

À l'heure actuelle, le secteur de l'électricité en Amérique du Nord traverse une importante phase de restructuration et de déréglementation. En prévision de la nécessité d'une réforme du marché, le gouvernement de l'Ontario a institué un comité consultatif, chargé d'étudier et d'évaluer les options qui se présentent pour l'introduction progressive de la concurrence dans le système de l'électricité en Ontario. En juin 1996, le *Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité en Ontario*, présidé par l'honorable Donald S. Macdonald, a déposé son rapport. Les auteurs du rapport présentent un certain nombre de recommandations en ce qui concerne la production, le transport et la distribution de l'électricité en Ontario, ainsi que la structure des sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro, et donnent des conseils au gouvernement de l'Ontario sur le passage harmonieux à un marché concurrentiel pour l'électricité.

Après étude des recommandations présentées dans le rapport Macdonald et après de vastes consultations avec les intervenants, l'honorable Jim Wilson, ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie, a énoncé l'orientation que suivra le gouvernement de l'Ontario dans le livre blanc *La voie du changement*, publié le 6 novembre 1997. Le projet de réforme du secteur de l'électricité élaboré par le gouvernement de l'Ontario prévoit les mesures suivantes :

- ouvrir le marché à la concurrence totale, en gros et au détail, en l'an 2000
- créer un exploitant indépendant du marché (EIM)
- opérer une séparation entre, d'une part, les exploitants réglementés des installations matérielles jouissant d'un monopole et, d'autre part, les activités concurrentielles de la production et de la vente au détail, dans le secteur de l'électricité
- affecter l'actif de production d'Ontario Hydro à une nouvelle société
- conférer à la Commission de l'énergie de l'Ontario le pouvoir de protéger les consommateurs et de contribuer au passage au marché concurrentiel.

### Conclusions

Dans son plan, le gouvernement de l'Ontario suit, dans une large mesure, l'orientation du rapport du comité Macdonald, et il a établi un échéancier législatif et réglementaire ambitieux. Les intervenants ont bien accueilli *La voie du changement*, étant donné que les auteurs du plan reconnaissent que le passage rapide à des marchés concurrentiels dans le domaine de l'électricité est à l'avantage des consommateurs de l'Ontario.

mêmes circonstances réglementaires que le BCI est un organisme provincial chargé d'imposer à Ontario Hydro l'obligation d'évaluer certaines questions et de présenter des rapports à ce sujet. Cependant, ni l'une ni l'autre de ces options n'existe dans le cadre des liens actuels entre le BCI et la CCEA.

## Conclusions

Le Comité s'inquiète vivement de ce qui semble être une division des compétences entre le BCI et la CCEA. Le BCI possède un vaste savoir-faire qu'il convient d'appliquer aux mesures de prévention des incendies chez Ontario Hydro.

Le Comité craint que les systèmes actuels de prévention des incendies n'atteignent pas les normes courantes d'une centrale nucléaire. Il appuie la décision d'Ontario Hydro d'établir un plan détaillé d'intervention en cas d'incendie et d'urgence pour résoudre les difficultés qui existent dans ce domaine. Ontario Hydro doit remédier aux faiblesses et rechercher les meilleurs conseils possible en prévention des incendies. Le Comité estime en outre qu'il y a lieu d'instaurer une surveillance accrue, par un organisme indépendant, de la prévention des incendies. Comme le soulignent les auteurs du RIEPI dans certaines centrales aux États-Unis, l'incendie est le principal facteur contribuant à la fréquence des dommages occasionnés au cœur du réacteur nucléaire.

## Recommandations

33. Il faut que le gouvernement de l'Ontario oblige Ontario Hydro à améliorer ses activités de prévention des incendies et à les coordonner avec les services d'incendie locaux, le BCI et la CCEA.
34. Il faut que le BCI examine avec la CCEA tous les moyens d'élucider et de réduire les limites de compétence afin que le BCI puisse jouer un plus grand rôle dans la prévention des incendies dans les centrales nucléaires.
35. Il faut que le gouvernement de l'Ontario collabore avec le BCI pour élargir le rôle de ce dernier en ce qui concerne la prévention des incendies dans les centrales nucléaires.

## C5. PRÉVENTION ET INTERVENTION EN CAS D'INCENDIE

### Discussion

La prévention et l'intervention en cas d'incendie font intervenir quatre parties : Ontario Hydro, la CCEA, les services d'incendie locaux et le Bureau du commissaire des incendies (BCI).

Le Comité a entendu un nombre considérable de témoignages à propos de l'intervention en cas d'incendie. Il s'agit de la coordination des services locaux avec ceux d'Ontario Hydro, une fois qu'un incendie a été découvert. Si le Comité n'a pas reçu d'informations détaillées sur cette question, il est convaincu, sous réserve des observations présentées sur l'intervention en cas d'incendie dans le RIEPI, que les services d'incendie locaux et Ontario Hydro ont coordonné leurs ressources.

Par contre, les informations présentées sur la prévention des incendies étaient très différentes. En effet, les auteurs du RIEPI présentent une multitude de sujets de préoccupation (voir le résumé du RIEPI dans les annexes au présent rapport). Perçus comme « intérieurs aux normes de l'industrie », selon les critères du RIEPI, les systèmes de prévention des incendies étaient cependant considérés, en règle générale, comme produisant les résultats recherchés.

La CCEA a une certaine autorité réglementaire sur la prévention des incendies, lorsqu'elle touche la sécurité nucléaire. Elle n'a pas de personnel technique permanent affecté à la prévention des incendies, mais engage du personnel spécialisé dans ce domaine, selon les besoins.

Jim Coulson et Joshy Kallungal ont témoigné au nom du BCI. Ils ont déclaré que, la sécurité nucléaire étant une question fédérale, les installations nucléaires n'entraient pas dans les compétences du BCI. Le BCI n'a jamais reçu l'ordre de mettre son savoir-faire à la disposition d'Ontario Hydro, même s'il est réglementairement des conseils aux organismes du gouvernement et aux municipalités de l'Ontario et s'il constitue le plus grand réservoir de connaissances spécialisées en matière d'incendies.

Le conseiller juridique du Comité a fait savoir à ce dernier que le gouvernement fédéral avait le pouvoir de déléguer ou de coordonner des fonctions réglementaires administratives, par la conclusion de protocoles d'entente avec les organismes provinciaux. Ces protocoles peuvent porter, notamment, sur la présentation de conseils techniques et même sur la délégation de fonctions d'inspection. Par ailleurs, il ressort d'un certain nombre de lois applicables aux

capacité d'intervention en cas d'urgence, sur les lieux et à l'extérieur, et que ce ministère précise le rôle du gouvernement de l'Ontario.

32. Il faut que le ministre du Solliciteur général communique avec les responsables des collectivités touchées et des organismes compétents situés autour de chaque installation nucléaire pour que les instances chargées des mesures d'urgence soient fixées quant à leurs rôles et responsabilités. Il faut que ces rôles et responsabilités soient clairs et faciles à comprendre par le grand public. De plus, il faut que le Solliciteur général porte le résultat de ses démarches à la connaissance du ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie et du ministre de l'Environnement.

32. Il faut qu'Ontario Hydro mette les conseils municipaux de paliers supérieur et inférieur et les collectivités situées autour des installations nucléaires au courant des efforts qu'elle déploie pour atteindre une note de performance excellente en matière de capacité d'intervention en cas d'urgence.



EPICS (*Emergency Preparedness Information and Communication Strategy*) est «loin d'être terminée» et qu'aucune mesure provisoire n'a été adoptée pour améliorer les communications en attendant la mise en place d'EPICS.

Le Comité a entendu le témoignage de M. Dick Joyce, coordonnateur des mesures d'urgence de la centrale de Bruce, de Rick Pensell, chef des pompiers de la ville de Pickering, et de Tom Quinn, directeur des services municipaux de la ville de Pickering. Ces témoins ont fait état des problèmes qui entourent l'intervention en cas d'incendie et d'urgence. Tom Quinn a déclaré qu'Ontario Hydro a rempli certaines de ses obligations, mais n'aurait pas mis en application les plans de mesures d'urgence qui ont été établis.

Le Comité a également entendu des témoignages de citoyens qui se préoccupaient du manque d'information fournie à la collectivité sur la marche à suivre en cas d'urgence. Il était évident, d'après des incidents antérieurs, que la communication entre les organismes chargés des mesures d'urgence laisse à désirer.

Au nom d'Ontario Hydro, M. Ferguson, vice-président, services techniques, PNOH, a déclaré que, dans le cadre du RIEPI, Ontario Hydro consacrerait environ 151 millions de dollars à la mise à niveau des installations de PNOH. Cette opération portera notamment sur la planification des mesures d'urgence, l'intervention en cas d'urgence, la prévention des incendies et la lutte contre les incendies.

## Conclusions

Toute note de performance inférieure à «excellent» en matière de capacité d'intervention en cas d'urgence est inacceptable. Les lacunes constatées dans les communications, surtout avec les collectivités situées autour de la centrale de Pickering, ne sont pas acceptables.

Le Comité appuie la voie dans laquelle la direction d'Ontario Hydro s'est engagée par suite du RIEPI.

## Recommandations

29. Il faut qu'Ontario Hydro obtienne une note de performance excellente pour la capacité d'intervention en cas d'urgence à chaque installation nucléaire. Il faut qu'Ontario Hydro se fixe pour objectif d'atteindre cette note au plus tard en 1999.

30. Il faut que le ministère du Solliciteur général et Ontario Hydro unissent leurs efforts pour améliorer leur coordination en matière de



## C4. MESURES D'URGENCE

### Discussion

*La Loi sur les mesures d'urgence* de l'Ontario est appliquée par le Solliciteur général du gouvernement de l'Ontario. Cette loi définit une «situation d'urgence» comme une «situation qui constitue un grand danger pour la vie et pour les biens». La loi prévoit plusieurs mécanismes pour la planification des mesures d'urgence.

Au titre de cette loi, les plans suivants ont été élaborés en ce qui concerne Ontario Hydro :

#### Partie I – Le plan directeur provincial

#### Partie II – La centrale nucléaire de Pickering

#### Partie III – La centrale nucléaire de Bruce

#### Partie VII – La centrale nucléaire de Darlington

Le plan directeur présente les éléments essentiels de la planification des mesures d'urgence, comme les principes directeurs, les politiques, les structures organisationnelles et les responsabilités en situation d'urgence nucléaire. Ces éléments sont appliqués à chaque centrale dans le cadre de plans précis. Chaque grand organisme qui intervient dans la planification (ministères provinciaux, municipalités, Ontario Hydro, etc.) élabore son propre plan d'organisation pour exécuter le rôle, les fonctions et les tâches qui lui ont été confiés aux termes du plan applicable à telle ou telle installation et du plan provincial.

Selon les hypothèses essentielles retenues dans ces plans, chaque organisme exécute les fonctions se rapportant aux différentes installations, utilise des communications optimales et assure une coordination efficace avec des organismes liés, précisés dans le plan.

Les auteurs du RIEPI sont arrivés à la conclusion que, dans les centrales de Bruce, de Pickering et de Darlington, la capacité d'intervention en cas d'urgence était «inférieure à la norme». Cela veut dire que la performance ne répondait pas aux normes fixées pour l'industrie et, en règle générale, ne produisait que des résultats marginaux. La direction doit intervenir davantage pour améliorer le rendement.

Les auteurs du RIEPI reprochent au centre des opérations d'urgence d'Ontario Hydro de ne pas avoir suffisamment de personnel et ni de ressources pour assurer son bon fonctionnement. Ils précisent qu'un récent plan de redressement appelé

Les membres du conseil d'administration James Bullock et David Kerr ont affirmé ne pas avoir reçu la lettre du ministre lors de la réunion du conseil. Ils ont, cependant, constaté que le conseil a examiné toutes les options avant de prendre une décision.

Ontario Hydro a affirmé que la décision prise par le conseil d'administration le 12 août, à savoir l'application du POBPN, relevait de la planification. La décision finale ne sera prise qu'à la fin du cycle de planification opérationnelle de 1998. À ce moment-là, l'analyse de toutes les options sera terminée et documentée.

## **Conclusions**

Le Comité estime que les mécanismes actuels de responsabilisation sont insuffisants. Il faut donc adopter un meilleur système pour la responsabilisation directe et immédiate devant l'actionnaire, à savoir le gouvernement de l'Ontario. Cette question aura une grande importance pour les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro mentionnées dans le livre blanc, étant donné le resserrement des liens entre le gouvernement de l'Ontario et ses sociétés qui est envisagé.

## **Recommandations**

26. Il faut que l'obligation, pour Ontario Hydro, de rendre des comptes au gouvernement de l'Ontario concerne le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie, le ministre des Finances et le ministre de l'Environnement.
27. Les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro et le gouvernement de l'Ontario doivent conclure un protocole d'entente détaillé et précis qui fixera les fonctions du conseil d'administration et de certains cadres des sociétés.
28. Pendant l'étape de transition, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie et le ministre des Finances doivent préciser le rôle et les fonctions d'Ontario Hydro et se charger d'examiner en permanence les grandes décisions que prend Ontario Hydro en matière d'environnement, de sécurité et de finances pendant la période de mise en application avant que ces décisions ne soient entérinées.

### C3. RELATIONS ENTRE ONTARIO HYDRO ET LE GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO

#### Discussion

Les relations entre Ontario Hydro et le gouvernement de l'Ontario sont exposées dans la *Loi sur la Société de l'électricité* (la loi). La loi confère, au gouvernement de l'Ontario et à Ontario Hydro, des pouvoirs en ce qui concerne le fonctionnement de l'Ontario Hydro.

Le principal pouvoir d'Ontario Hydro d'exercer ses activités fait l'objet de l'article 63 de la loi. En vertu de cet article, Ontario Hydro a le pouvoir de faire tout ce qui est nécessaire, normal ou accessoire à l'accomplissement de ses activités, à savoir la production, le transport, la distribution, l'offre, la vente et l'utilisation de l'électricité, ainsi que l'obligation de desservir les utilisateurs de l'électricité de l'Ontario.

Ce pouvoir général peut être limité, car le ministre peut établir des directives d'orientation, approuvées par le lieutenant-gouverneur en conseil. Il incombe au conseil d'administration d'Ontario Hydro de veiller à ce que les directives d'orientation soient appliquées avec rapidité et efficacité.

Le pouvoir général d'exercer des activités dépend également de la condition réglementaire d'un protocole d'entente entre Ontario Hydro et le ministre. Depuis novembre 1989, Ontario Hydro et le ministre ont l'obligation de conclure un protocole d'entente tous les trois ans.

Outre les mécanismes législatifs, il existe des moyens non officiels, comme les interventions du sous-ministre de l'Énergie en tant que membres sans droit de vote du conseil d'administration d'Ontario Hydro et les séances d'information régulières qu'Ontario Hydro donne aux fonctionnaires du ministère de l'Énergie et des Finances et qui ont pour but de favoriser les discussions avec le gouvernement de l'Ontario.

En ce qui concerne le POBPN, le ministre de l'Environnement et de l'Énergie a adressé une lettre au président du conseil d'Ontario Hydro, le 11 août 1997, pour demander que ce conseil fasse une évaluation approfondie de toutes les options qui se présentent avant de prendre des décisions sur une stratégie intégrale de redressement.

Le conseil d'administration d'Ontario Hydro s'est réuni le 12 août dernier. À cette date-là, il a reçu le RIEPI et décidé de mettre en application le POBPN.

25. En prévision de l'arrivée de la concurrence, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie doit préciser, dans la loi, l'autorité de la CEO et la responsabilité vis-à-vis des sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro et des autres intervenants dans le marché de l'électricité. Il faut que la délégation de cette autorité à la CEO ainsi que l'adoption des autres lois ou mesures d'autoréglementation nécessaires dont fait état le livre blanc se fassent dans les meilleurs délais.

## C2. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

### Discussion

En vertu de la loi provinciale actuelle, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) examine les tarifs d'électricité proposés par Ontario Hydro. La CEO ne dépose pas de rapports ou de conclusions à caractère obligatoire. Elle se contente de présenter des recommandations au ministre et au conseil d'administration d'Ontario Hydro.

Dans son livre blanc *La voie du changement*, le gouvernement de l'Ontario propose d'octroyer à la CEO le pouvoir de réglementer directement les activités d'Ontario Hydro, de ses organismes remplaçants et des autres sociétés qui font la vente de l'électricité. À l'heure actuelle, les pouvoirs dont la CEO sera investie ne sont pas clairs.

### Conclusions

Le seul organisme de réglementation provincial qui connaît l'industrie de l'électricité n'a pas de véritables pouvoirs réglementaires sur Ontario Hydro. Il faut accélérer l'adoption du mandat élargi envisagé pour la CEO pour que cette dernière puisse appliquer son processus de révision impartiale le plus tôt possible à Ontario Hydro, à ses sociétés remplaçantes et à tout autre fournisseur d'électricité.

Le Comité reconnaît que, dans la réglementation de la production nucléaire, il y a des limites de compétence à respecter, mais aussi des possibilités réglementaires à examiner.

### Recommandations

24. Pendant la période de transition, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie doit préciser, d'une part, l'autorité de la CEO sur Ontario Hydro, son fonctionnement et les questions nucléaires en général et, d'autre part, les responsabilités générales en matière d'établissement des tarifs. Il faut que la CEO ait le pouvoir d'appliquer la réglementation effective d'Ontario Hydro.



23. Il faut que le ministère de l'Énergie, de la Science et de la Technologie de l'Ontario participe à l'élaboration des règlements de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* pour qu'un processus de réglementation transparent, objectif et codifié soit applicable à la réglementation de la sécurité nucléaire.

présentées par le personnel d'Ontario Hydro et les résultats du RIEPJ, le Comité a estimé que les questions de fonctionnement étaient souvent liées à des questions de sécurité à long terme.

Les relations entre Ontario Hydro et la CCEA semblent vagues et sans formalités. De l'avis du Comité spécial, il convient d'insérer les opérations nucléaires dans un cadre réglementaire plus rigoureux pour que les normes de sécurité soient transparentes, appliquées systématiquement et facilement comprises par le public. En particulier, il est indispensable que la CCEA adopte un code uniformisé d'enquête et de communication de l'information qui s'applique sans distinction et en toute objectivité à toutes les installations nucléaires.

### Recommandations

19. Le personnel de la CCEA a déclaré qu'il s'employait à élaborer des critères de sécurité pour chacune des unités nucléaires d'Ontario Hydro. Le Comité l'en félicite et presse la CCEA de veiller à ce que ce projet soit mené à terme le plus tôt possible. Il faut que ces critères soient transparents et compréhensibles pour le public et les milieux touchés.

20. Il faut que la CCEA crée une fiche de rendement, à publier tous les six mois, qui évalue et note la performance et la sécurité de toutes les installations nucléaires. Il faut que ces fiches, qui doivent être concises et faciles à comprendre, soient mises à la disposition des milieux touchés et du ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie.

22. Il faut que la CCEA élabore des techniques d'évaluation de la performance et de la sécurité nucléaires pour uniformiser et améliorer les pratiques d'enquête et de communication de l'information. Il faut que les normes appliquées dans d'autres pays, comme celles de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANON) ou de l'Institute of Nuclear Power Operators soient évaluées pour déterminer s'il y a lieu de les adapter au Canada.

22. Le Comité incite le gouvernement fédéral à examiner les politiques et pratiques d'application de la loi suivies par la CCEA dans le but de lui confier un rôle plus actif. Au minimum, il faut que la CCEA fixe et applique des dates limites pour la prise des mesures importantes que doivent prendre obligatoirement les exploitants de centrales nucléaires.

- Une plus grande précision des méthodes servant à mesurer le rendement, tant de la direction que du fonctionnement et de l'entretien, s'impose depuis longtemps.

Le Comité note que le conseil d'administration actuel d'Ontario Hydro a reconnu l'existence de ces problèmes et prend des mesures pour y remédier.

Le Comité a reçu des copies de la correspondance échangée entre la CCEA et Ontario Hydro depuis 1989 dans laquelle la CCEA émet des réserves, à plusieurs reprises, sur l'état du fonctionnement de PNOH.

Le 4 novembre 1991, le président de la CCEA, le D<sup>r</sup> René J. A. Lévesque, le président du conseil d'Ontario Hydro, M. Marc Eliesen, et le vice-président des opérations nucléaires d'Ontario Hydro, M. Elgin Horton, se sont rencontrés. La CCEA a exprimé ses frustrations devant le rendement de toutes les centrales et devant le fait que, malgré les efforts apparents déployés par Ontario Hydro pour améliorer le rendement, la détérioration des centrales semblait se poursuivre. Pendant cette réunion, M. Horton a exprimé «sa déception et son humiliation devant la piètre performance des centrales nucléaires». M. Eliesen se déclarait «déterminé à corriger la situation». Pourtant, M. Eliesen, comme tant d'autres, a fini par échouer dans sa tâche.

Malgré la réunion de 1991 et les communications subséquentes entre Ontario Hydro et la CCEA, la situation continuait à se détériorer sans que la CCEA menace d'intervenir, en procédant par exemple à un retrait de permis. Ce n'est qu'en décembre 1996 que la CCEA n'a renouvelé le permis de fonctionnement des centrales nucléaires de Pickering que pour une période de six mois. Cette mesure avait suivi une longue période pendant laquelle la CCEA n'avait cessé de signaler à Ontario Hydro ses inquiétudes au sujet des marges de sécurité réelles de cette centrale.

## Conclusions

Le Comité considère comme insuffisante la relation réglementaire qui existe entre la CCEA et PNOH. La CCEA a toléré des infractions à la sécurité pendant plusieurs années. Il appartient à la CCEA de faire appliquer ses propres recommandations avec plus de célérité.

Le manque de précision de la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* contribue à l'incertitude qui entoure le rôle de la CCEA. La CCEA a choisi de limiter son rôle essentiellement à des questions de sécurité, sans assumer des responsabilités sur les grandes questions de fonctionnement. En l'absence d'un processus codifié, il est difficile pour le Comité de savoir quand les questions de fonctionnement sont liées ou non à des questions de sécurité. Étant donné les témoignages

conformité, ainsi que les pénalités pour les infractions, seront harmonisées avec les pratiques législatives actuelles. Ainsi, l'organisme de réglementation disposera de moyens d'action élargis. La nouvelle loi et le nouveau mécanisme de réglementation ouvrent au gouvernement fédéral la possibilité de s'attaquer aux questions présentées dans ce rapport qui relèvent de la compétence du gouvernement de l'Ontario.

### Réglementation d'Ontario Hydro

C'est en 1985 que la CCEA a commencé à constater le non-respect des normes de sécurité à la centrale de Bruce. Ses inspections des installations de PNOH en 1989 ont révélé que les pratiques de fonctionnement et de gestion s'étaient détériorées au point où des mesures de redressement s'imposaient. Malheureusement, les tentatives successives qu'Ontario Hydro a entreprises pour venir à bout des problèmes touchant les installations de PNOH (voir la section A2, Intégrité de l'actif nucléaire) n'ont pas produit les résultats escomptés.

En outre, la CCEA a cité un certain nombre d'importants changements de conception et de gestion opérés par suite de mesures qu'elle avait prises pour mettre en lumière la situation problématique des installations nucléaires d'Ontario Hydro.

Dans leur témoignage devant le Comité, les représentants de la CCEA ont fait valoir les points suivants :

- La CCEA se préoccupe, depuis quelque temps déjà, de l'incapacité d'Ontario Hydro de respecter les normes de sécurité.
- Ontario Hydro était convenue avec la CCEA, à maintes reprises, qu'il fallait améliorer le respect des normes pour éviter une détérioration progressive qui se traduirait inévitablement par la fermeture d'installations nucléaires si aucune mesure de redressement n'était prise.

- Des conseils d'administration successifs d'Ontario Hydro ont élaboré plusieurs plans pour résoudre les difficultés soulignées par la CCEA, mais chaque plan a échoué.

- Les premières mesures prises par Ontario Hydro auraient porté principalement sur la restructuration de l'organisme et sur différents plans, mais ont négligé des causes profondes de la dégradation du fonctionnement.

## C. QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

### C1. COMMISSION DE CONTRÔLE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE

#### Discussion

#### Réglementation de l'énergie atomique

Aux termes de la *Constitution*, l'énergie atomique est réglementée par le gouvernement fédéral. L'administration de cette réglementation est assurée par la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA).

L'actif et les opérations non nucléaires d'Ontario Hydro relèvent du gouvernement ontarien. Celui-ci a également le pouvoir législatif sur la gestion et le fonctionnement de l'actif nucléaire. Cependant, il faut établir une distinction entre ce pouvoir et celui que possède la CCEA pour réglementer le domaine de l'énergie nucléaire dans son ensemble. Ne pouvant réglementer directement la sécurité nucléaire, le gouvernement ontarien doit se reposer dans une très large mesure sur la CCEA pour remplir ce rôle très important.

La *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* remonte à la période qui a suivi la Seconde Guerre mondiale. L'énergie nucléaire en était alors à ses débuts et relevait de la sécurité nationale. La *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* n'a que neuf pages, est vague et laisse une grande marge de manœuvre à la CCEA. Elle ne prévoit pas de moyens réglementaires modernes pour faire appliquer la loi, comme le pouvoir d'imposer de lourdes amendes. La peine maximale pour la non-observation de la loi ou de ses règlements est de 10 000 \$. La législation réglementaire moderne comporte un ensemble de mesures pour assurer la conformité et le respect de la loi.

Le Comité fait valoir que la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, récemment adoptée, mais non encore proclamée, est une mise à jour de la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* qui s'impose depuis longtemps. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, la CCEA sera remplacée par la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Cette dernière aura le mandat d'établir et de faire appliquer des normes nationales pour les conséquences de l'activité nucléaire dans le domaine de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

La *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* prévoit l'élaboration d'un processus transparent qui sera codifié au moyen de règlements détaillés. Un avant-projet de réglementation de la LSRN reste encore à diffuser. Grâce à la nouvelle loi, les pouvoirs d'application de la loi confiés aux inspecteurs de



M. Farlinger, président du conseil d'administration d'Ontario Hydro, a souligné la souplesse du POBPN et a indiqué qu'Ontario Hydro réviserait continuellement le plan. Toute décision concernant la mise en réserve d'unités devra reposer sur une solide analyse de rentabilisation.

M. Andognini, vice-président exécutif et chef des activités nucléaires d'Ontario Hydro, a indiqué que le manque de personnel qualifié rendait difficile l'exploitation efficace de plus de 12 unités. L'évaluation finale des répercussions du POBPN sur le site Bruce sera effectuée en 1998.

### Conclusions

Le Comité conclut que le projet actuel de mettre en réserve les trois unités nucléaires A de Bruce aura des répercussions importantes sur les collectivités de Bruce.

### Recommandation

18. Dans le cadre de son évaluation du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, Ontario Hydro devrait chercher soigneusement des solutions de rechange aux mises en réserve, et tenir compte des répercussions sur les collectivités de Bruce, tout en respectant les priorités budgétaires et de sécurité. En particulier, Ontario Hydro devrait évaluer les possibilités qu'offre le secteur privé pour la remise en état de la centrale électrique A de Bruce.

## B2. RÉPÉRCUSSIONS COMMUNAUTAIRES

### Discussion

Si le POBPN est mis en œuvre, il envisage la fermeture de trois réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce (site de Bruce), de quatre unités à Pickering et un transfert important de personnel vers les unités restantes. La fermeture de l'usine d'eau lourde au site de Bruce a déjà eu lieu.

Les habitants des collectivités de Pickering et de Darlington ont exprimé leurs inquiétudes face aux questions de sécurité et de relations communautaires. Les collectivités de Bruce dépendent beaucoup d'Ontario Hydro, qui représente l'employeur le plus important, et elles seront sérieusement atteintes par les changements au site de Bruce.

Si le POBPN est réalisé comme prévu à l'heure actuelle, le site de Bruce perdra 1 726 emplois entre 1997 et l'an 2002, dont 1 602 au cours des deux premières années de la mise en œuvre du programme. Les municipalités locales et les organismes communautaires ont estimé que 995 emplois secondaires seront également perdus. Autres répercussions du POBPN : réduction importante des valeurs immobilières, réduction des impôts municipaux, changements dans le revenu personnel disponible, autres pertes d'emplois dans les secteurs de soutien et tertiaire.

Le Comité a reçu des délégations de tous les niveaux de la collectivité. Membres de syndicats, municipalités, industries locales, promoteurs et citoyens locaux se sont déclarés à l'unanimité en faveur du maintien des activités du site de Bruce dans leur collectivité. Tous se sont déclarés, sans équivoque, en faveur du maintien des activités nucléaires au site de Bruce.

Le Comité a reçu la preuve que plusieurs consortiums du secteur privé seraient intéressés par la remise en état des unités du site Bruce. Cela signifierait probablement une relation étroite entre Ontario Hydro, ses employés et les sociétés du secteur privé.

Le Comité a eu la preuve de la volonté de toutes les parties concernées, en particulier les syndicats, de faire preuve de souplesse dans le but de sauver autant d'emplois que possible. Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, la Society of Ontario Hydro Professional and Administrative Employees et d'autres représentants de syndicats ont précisé qu'ils collaboreraient avec Ontario Hydro et des tiers du secteur privé pour protéger les emplois au sein des collectivités. Ils appuieraient des modifications à diverses conventions collectives conclues avec Ontario Hydro afin de faciliter la transition.

## Recommandations

14. Le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie devrait s'assurer qu'Ontario Hydro évalue rigoureusement toutes les options possibles et leurs répercussions sur les plans financier et environnemental, dans l'optique de servir les intérêts à long terme de la province et de l'environnement. La mise en œuvre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire et du plan d'activités de la Société doivent être souples et plus axés sur la protection de l'environnement.
15. Le ministre de l'Environnement devrait s'assurer que les décisions de mise en œuvre d'Ontario Hydro respectent la législation, les politiques et les normes en matière de protection de l'environnement. En outre, Ontario Hydro devrait chercher à minimiser ses niveaux d'émissions par le biais de mesures de conservation économiques et d'autres sources d'énergie. Il faudrait déterminer les effets environnementaux éventuels pendant la durée d'application du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire et par la suite.
16. Ontario Hydro devrait étudier la possibilité d'utiliser des sources d'énergie existantes qui créent moins d'émissions et qui soient moins coûteuses.
17. Ontario Hydro devrait encourager activement des mesures économiques de conservation de l'énergie comme moyen supplémentaire de réduire les émissions dans l'atmosphère.

Prévisions d'émissions atmosphériques d'Ontario Hydro  
1998-2001

Engagement	1998	1999	2000	2001	Plafond réglementaire	pour l'an 2000
SO <sub>2</sub> (Gg)	170	171	174	130	175	
Nox (Gg)	45	44	41	30		38
Total de gaz sulfureux	215	215	215	160	215	
CO <sub>2</sub> (Tg)				23		26

Source : Données d'Ontario Hydro fournies au Comité

Conclusions

La proposition d'augmenter le recours aux combustibles fossiles préoccupe sérieusement le Comité. Le POBPN augmente considérablement les émissions liées aux combustibles fossiles, au moins pour les prochaines années. Ces émissions se maintiendront beaucoup plus longtemps si les unités A des centrales de Bruce et de Pickering ne sont pas remises en service. Un plan diffèrent de mise en réserve et de redressement des unités nucléaires pourrait diminuer le problème, en particulier à la lumière des engagements pris par le gouvernement du Canada en 1997 lors de la conférence sur les changements climatiques (la troisième conférence des parties à la convention cadre sur les changements climatiques) à Kyoto, au Japon.

De plus, le Comité fait remarquer qu'Ontario Hydro a récemment lancé un appel d'offres pour des projets d'efficacité énergétique pendant la période de 1998 à l'an 2000. L'évaluation économique des projets de conservation et d'efficacité énergétique faite par Ontario Hydro devrait tenir compte des avantages importants pour l'environnement que représente le fait d'éviter les émissions provenant des combustibles à fossile.



## B1. QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

### Discussion

Ontario Hydro est assujettie à la législation et aux règlements du gouvernement de l'Ontario sur l'environnement. Elle tombe également, dans certaines circonstances, sous le coup de la *Loi sur la protection de l'environnement du Canada*.

Les émissions atmosphériques d'Ontario Hydro sont régies par le règlement de l'Ontario 355, adopté en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement de l'Ontario*. Ontario Hydro doit limiter ses émissions de dioxyde de soufre ( $\text{SO}_2$ ) et de dioxyde d'azote ( $\text{NO}_x$ ), connues généralement sous le nom de gaz sulfureux, à 215 kilotonnes (au total) pour chaque année après 1993.

Il ressort des preuves fournies par Ontario Hydro, que la Société ne devrait pas dépasser les plafonds d'émissions fixés en vertu du règlement 355. Cependant, on prévoit que les émissions de gaz sulfureux devraient atteindre le plafond réglementaire des 215 kilotonnes pour chacune des années 1998, 1999 et 2000. Les unités A de Pickering devant être remises en service en 2001, on prévoit que les émissions de  $\text{SO}_2$  et de  $\text{NO}_x$  devraient atteindre 130 et 30 kilotonnes, respectivement, soit un total de 160 kilotonnes.

Ces chiffres ne tiennent pas compte des émissions générées par des sources hors de l'Ontario sur lesquelles compte Ontario Hydro pour compenser sa baisse de capacité. Dans l'état actuel du règlement 355, il n'y a aucune obligation d'inclure les émissions produites à l'extérieur de l'Ontario.

Ontario Hydro n'est liée par aucune exigence sur les émissions de gaz à effet de serre, tel que le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ). Des plafonds volontaires ont été établis par Ontario Hydro, qu'elle-même prévoit dépasser, si le POBPN est mis en œuvre comme prévu à l'heure actuelle.

Des spécialistes ont déclaré au Comité que l'électricité de remplacement obtenue de certaines sources, telles que la vallée de l'Ohio, se traduirait par l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre ou le transport d'autres gaz en Ontario. D'autres sources, provenant d'autres centrales nucléaires ou hydro-électriques, seraient moins nocives pour l'atmosphère en Ontario, et ailleurs, que l'électricité produite par le charbon, le pétrole ou le gaz. Par exemple, le Comité a été informé que d'autres provinces, comme le Manitoba et le Québec, offrent des quantités importantes et économiques d'électricité de source nucléaire. En raison des restrictions aux lignes de transmission, la capacité d'échange d'électricité entre l'Ontario et les autres territoires de compétence est limitée.



10. Si l'on peut obtenir des ressources humaines ou du savoir-faire spécialisé d'autres sources, il faudrait alors modifier le Plan d'optimisation des biens de production nucléaire pour ce qui est des délais, des dépenses en immobilisations, des mises en réserve et des autres sources d'électricité.
11. Ontario Hydro doit s'assurer que les décisions de mise en œuvre respectent la législation, les politiques et les normes en matière de protection de l'environnement et qu'elles restent dans les limites des objectifs facultatifs et obligatoires. En outre, Ontario Hydro devrait chercher à améliorer ses niveaux d'émissions, par le biais de mesures de conservation économiques et d'autres sources d'énergie.
12. Le ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie et le ministère des Finances devraient veiller à ce que la mise en application du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire soit continuellement évaluée dans le contexte du livre blanc. La décision de mettre en réserve sept réacteurs devrait être soigneusement réévaluée et commentée. Ces rapports devraient être rendus disponibles une fois terminé le plan d'activités de 1998.
13. Le ministère des Finances et le ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie devraient continuer à surveiller l'analyse d'Ontario Hydro concernant les décisions prises dans le cadre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire une fois que la Société aura terminé son plan d'activités.

## Recommandations

6. Ontario Hydro doit ramener ses installations nucléaires à des normes de classe mondiale en termes de performance et de sécurité, d'une façon écologique et économique.
7. Ontario Hydro doit s'assurer que la Société dispose de compétences de gestion et de supervision suffisantes pour mener à bien les changements nécessaires, sur les plans de la sécurité et de la fiabilité des unités nucléaires.
8. Reconnaissant qu'une main-d'œuvre souple est essentielle au succès du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, le Comité encourage vivement le Syndicat des travailleurs et des travailleuses du secteur énergétique, la Society of Professional and Administrative Employees, les syndicats des métiers de la construction et Ontario Hydro, à travailler de concert et rapidement pour résoudre les questions de ressources humaines non réglées, telles que les mutations et la reclassement des emplois.
9. Ontario Hydro doit évaluer rigoureusement toutes les options possibles et leurs répercussions sur les plans financier et environnemental, dans l'optique de servir les intérêts à long terme de la province. La mise en œuvre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire doit être souple et conforme à la proposition d'élimination progressive de la garantie provinciale de la dette figurant dans le livre blanc. Les décisions d'Ontario Hydro devraient :
  - prendre en considération les responsabilités potentielles, leurs retombées et obligations contractuelles auprès des industries situées à la Centrale de Bruce et d'autres milieux touchés,
  - adopter des taux de prêt commercial,
  - rapporter des taux de rendement commerciaux,
  - garantir un appel d'offres concurrentiel pour l'énergie de remplacement,
  - consulter la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur la sécurité nucléaire, et
  - respecter la législation, les politiques et les normes en matière de protection de l'environnement.

érosion continue de l'actif et à une fermeture éventuelle d'un certain nombre d'unités nucléaires. En bref, ne rien faire signifierait ne pas protéger les coûts irrécupérables (environ 24 milliards de dollars) investis dans l'actif nucléaire et, à long terme, cette solution serait bien plus coûteuse.

Certains se sont déclarés préoccupés par l'incertitude entourant la question de savoir si les unités A de Bruce et de Pickering seraient jamais remises en service après la mise en réserve prévue. Il ressort de témoignages devant le Comité que personne n'a jamais tenté de remettre en service des réacteurs après une mise en réserve de deux ans et qu'une telle opération pourrait se révéler problématique pour la simple raison que les réacteurs, comme la plupart des machines, fonctionnent mieux quand ils marchent continuellement.

Le Comité a exprimé son inquiétude face aux répercussions éventuelles que le POBPN aurait sur la collectivité de Bruce, en particulier si les unités A ne sont pas remises en service. Il pense particulièrement à la Centrale de Bruce. Il y a peut-être des solutions intermédiaires, entre ne rien faire ou mettre en œuvre intégralement le POBPN. Le Comité n'est pas en mesure d'en évaluer la faisabilité, mais il incite Ontario Hydro à continuer à chercher des moyens innovateurs de minimiser les répercussions négatives sur la collectivité tout en atteignant d'importants objectifs de redressement nucléaire.

L'exploitation économique et en toute sécurité des réacteurs nucléaires d'Ontario Hydro est d'une importance capitale pour la population de l'Ontario. L'ampleur de la contribution du système nucléaire aux besoins en énergie de la province et l'importance de l'investissement public dans l'actif rend le bien-être économique de la province tributaire du succès de l'exploitation des réacteurs nucléaires pour de nombreuses années à venir.

En conséquence, il n'y a aucun doute que les tentatives d'améliorer les activités et le maintien des centrales nucléaires servent les intérêts des consommateurs d'électricité et des contribuables de la province.

Le Comité conclut également qu'il est nécessaire de modifier la relation actuelle entre les syndicats et la direction d'Ontario Hydro, sinon le POBPN ne pourra pas réussir. Plus précisément, il faudra modifier les conventions collectives afin d'y introduire la souplesse nécessaire pour apporter des changements importants aux procédures et mettre en œuvre le POBPN.

La haute direction a déclaré au Comité qu'il est essentiel que les syndicats aient la volonté de contribuer à la mise en œuvre du plan de redressement pour que celui-ci ait toutes les chances de réussite. William Farlinger, président du conseil d'Ontario Hydro, a déclaré :

«On constate, dans la correspondance échangée entre John Murphy, Ontario Hydro et le Comité, qu'Ontario Hydro a signalé des obstacles dans la convention collective. Comme vous le savez, John Murphy et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique ont indiqué qu'ils étaient prêts à faire preuve de souplesse dans le respect des conventions collectives pour accélérer la mise en œuvre du plan de redressement. Je sais que M. Murphy, le syndicat et les travailleurs et travailleuses veulent, tout comme la direction, que le redressement se fasse. Je suis sûr que nous trouverons des solutions...»

Quant à l'unité de négociations de la Société, j'ai parlé à John Wilson, qui m'a assuré également que la Société était prête à faire preuve de souplesse pour que le redressement nucléaire s'effectue sans problème.

La raison pour laquelle j'ai soulevé la question des relations de travail est la suivante : l'incapacité d'adapter nos conventions collectives aux circonstances existantes risque de miner nos efforts en vue d'un redressement nucléaire efficace et opportun.»

Tant le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique que la Society of Ontario Hydro Professional and Administrative Employees ont confirmé, dans leurs observations au Comité, la volonté de renégocier les conventions collectives afin de faciliter le processus de redressement. Les deux syndicats ont reconnu les difficultés auxquelles fait face la Société et ont accepté le besoin de souplesse pour garantir la réussite de changements considérables, tels que le POBPN ou d'éventuels accords entre le secteur public et le secteur privé.

## Conclusions

Les centrales nucléaires de PNOH doivent fournir 60 pour 100 de la production d'énergie de la Société et constituer la majorité de ses immobilisations. Le POBPN est une stratégie d'investissement ayant pour objectif de ramener les générateurs nucléaires à des niveaux optimaux de performance. Les dépenses risquent d'entraîner une baisse des indicateurs financiers principaux de la Société, tel que le revenu net, les bénéfices non répartis et les mouvements de la trésorerie. Néanmoins, le Comité considère qu'il est important de souligner que la solution consistant à ne rien faire n'est pas faisable puisqu'elle conduirait à une



Dans son témoignage, le sous-ministre a déclaré que le ministre s'attend à ce qu'Ontario Hydro exécute d'autres analyses, dont l'évaluation de mesures de rechange au POBPN qui pourraient produire des résultats financiers considérablement différents. Ontario Hydro a fait savoir que son examen n'était pas terminé, et qu'elle étudiait des solutions de rechange. Cet examen se fera dans le cadre de son processus de planification opérationnelle pour 1998.

### **Évaluation des prévisions financières du POBPN**

Le Comité a décidé, le 12 août 1997, d'autoriser certaines mesures prévues dans le POBPN, mais a demandé une étude détaillée des coûts liés à leur mise en œuvre. Le 26 août 1997, la direction d'Ontario Hydro a chargé le cabinet Ernst & Young de procéder à une évaluation indépendante du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire. Il fallait évaluer les documents où figuraient les coûts et avantages économiques liés aux options par rapport à certains critères, dont :

- l'étendue des différentes options et hypothèses
- l'uniformité des hypothèses financières
- la souplesse des hypothèses de planification
- le degré d'intégration et d'orientation pour l'analyse.

Le rapport de Ernst & Young a été présenté au conseil d'administration en septembre 1997. Il mentionnait un certain nombre d'insuffisances dans l'analyse et dans l'uniformité des hypothèses retenues dans l'analyse, mais aucune d'elles n'était assez grave pour annuler la décision prise par le conseil en août. La direction d'Ontario Hydro a fourni à son conseil d'administration et au Comité spécial une réponse détaillée aux recommandations présentées dans le rapport d'Ernst & Young. Bon nombre des questions ont été traitées et celles qui restent le seront au moment où les plans d'activités ascendants pour 1998 seront prêts et où les répercussions du livre blanc du gouvernement de l'Ontario sur la concurrence dans le domaine de l'électricité seront entièrement déterminées. Un sommaire du rapport d'Ernst & Young et de la réponse d'Ontario Hydro à ce rapport figurent dans les annexes.

### **Répercussions sur l'environnement**

Le recours accru au combustible fossile a des effets très importants sur les émissions atmosphériques d'Ontario Hydro. Il porte le total des émissions de gaz sulfureux au maximum prévu par les règlements provinciaux pour les trois prochaines années et menace les engagements volontaires d'Ontario Hydro pour ce qui touche à l'oxyde nitreux émettant de la fumée et au gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone. Un chapitre est consacré aux questions écologiques.

### **Relations de travail**



**Coûts du POBPN de 1997 à 2001**  
Effet sur le revenu net planifié et les dépenses en immobilisations  
Frais de déclassement non compris  
En milliards de dollars

	1. Unités A	2. Unités A
Dépenses d'exploitation	1,6	1,1
Energie de remplacement	2,5	2,7
Intérêt	0,9	0,8
Autre	0,1	(0,3)
Radiations	0,3	3,4
Réduction totale du revenu net	5,5	7,6
Augmentation des dépenses en immobilisations	1,0	1,2

Source : Réponse d'Ontario Hydro aux questions des membres du Comité, le 5 novembre 1997, question 10

**Répêrussions financières**

Les coûts liés au POBPN ont donné lieu à un certain nombre de répêrussions très importantes.

1. La dette ne sera pas remboursée comme prévu. Les mouvements de trésorerie prévus pour la réduction des conditions d'emprunt seront utilisés pour financer les frais liés au POBPN.
2. Ontario Hydro subira des pertes d'exploitation au cours de la période de planification.
3. Les bénéfices non répartis d'Ontario Hydro seront réduits, soulevant la possibilité d'un compte négatif des bénéfices non répartis.
4. La capacité d'Ontario Hydro de satisfaire aux dispositions sur le remboursement de la dette prévues par la *Loi sur la Société de l'électricité* est remise en question.
5. Tous ces facteurs laissent peu de souplesse financière à la Société pour répondre à des circonstances imprévisibles.

Le sous-ministre des Finances, Michael Gourley, a indiqué, dans une lettre à Ontario Hydro datée du 28 octobre 1997, que le ministère examinerait strictement toute demande de financement présentée par Ontario Hydro. De plus, il a mentionné que le gouvernement de l'Ontario examinait de près toutes les actions entreprises par Ontario Hydro concernant le financement du POBPN.

## Coûts

- exploitées au combustible fossile et en remettant en service deux unités «en coccons» de la centrale de Lennox près de Kingston;
- une réduction des ventes à l'exportation serait nécessaire;
- il y aurait une baisse importante de la production de combustible fossile;
- la combustion de combustible fossile conduirait à une augmentation des coûts de combustion;
- il y aurait également une augmentation des émissions dans l'atmosphère, mais des mesures pourraient être prises pour respecter les règlements de l'Ontario en matière de gaz sulfureux.

Le total des coûts du plan de redressement dans le cadre du POBPN sont résumés dans le tableau ci-dessous. La fraction la plus importante des coûts est attribuable au combustible de remplacement. La fourchette des coûts repose sur l'hypothèse que les unités A seront remises en service comme prévu dans la colonne 1, ou non remises en service au cours de la période prévue à la colonne 2.

4	14 redressées	3,7	2 900	Faibles-moyennes	moyenne
5	16 redressées	4,4	25	Moyennes-élevées	élevée
6	12 redressées	3,4	-	Moyennes-élevées	élevée

Remarques :

(a) Les coûts concernent la période allant de 1997 à 2001 uniquement.

(b) Les coûts s'ajoutent au plan d'activités et comprennent les coûts d'électricité de remplacement.

(c) Les coûts de l'option 6 ne comprennent pas les frais de déclassement ni les radiations d'actifs.

(d) La valeur de l'actif résiduel est une évaluation de la condition matérielle ou de la fiabilité des unités à la fin de la période allant de 1997 à 2001.

Source : Base des recommandations fournies dans le Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, Options et considérations, 29 septembre 1997

Le conseil a conclu que la meilleure solution était de mettre temporairement en réserve les sept unités les plus anciennes des centrales A de Pickering et de Bruce (option 5), de façon à ce que des ressources puissent être consacrées à l'amélioration de la performance des 12 réacteurs restants. La remise en service des unités A dépendrait de la réussite du plan de redressement des 12 unités, des besoins du système et d'une analyse de rentabilisation. M. Andognini a signalé au Comité que les ressources humaines étaient insuffisantes pour redresser dans le même temps toutes les unités. M. Farlinger, président du conseil d'administration d'Ontario Hydro, les membres du conseil et la haute direction d'Ontario Hydro ont tous expliqué au Comité que le plan choisi était suffisamment souple pour répondre aux circonstances changeantes.

Il convient également de signaler que le conseil d'administration a réfléchi à la possibilité de fermer toutes les unités nucléaires. En choisissant leur maintien en service, il a conclu que les qualités fondamentales de la conception CANDU, les réponses positives du personnel aux enquêtes du RIEPI et les mesures initiales prises pour améliorer la performance de la sécurité étaient toutes des preuves que les centrales pouvaient être exploitées en toute sécurité pendant la mise en œuvre du programme du POBPN.

Répercussions

La perte de plus de 4 000 MW de charge nucléaire de base a eu de graves répercussions sur les perspectives d'Ontario Hydro pendant sa courte période de planification (de 1998 à 2001). Le Comité a été informé des conséquences suivantes :

- Ontario Hydro serait capable de compenser la plus grande partie de la perte de production en augmentant l'utilisation de ses propres installations

3. **Mise en réserve des unités A de Bruce uniquement**
- Cette option permet d'atténuer les problèmes de ressources à la centrale de Bruce, mais ne règle pas les questions de direction ni les problèmes importants de la centrale de Pickering et de ses huit unités.
  - Il faudrait engager près de 1 400 personnes
  - Le coût serait de 3,6 milliards de dollars de plus que le plan d'activités.
  - L'équipe a jugé que cette option avait peu de chances de réussite.
4. **Mise en réserve des unités A de Pickering uniquement**
- Les chances de réussite ont été estimées semblables à celles de l'option 3.
  - Il faudrait engager près de 2 900 personnes.
  - Le coût a été estimé à 3,7 milliards de dollars de plus que le plan d'activités.

5. **Mise en réserve temporaire des unités «A»**
- Cette option a été jugée comme la plus réalisable dans un délai raisonnable et c'est celle qui a été choisie.
  - Les exigences d'engagement de personnel étaient minimales.
  - Bien que les coûts totaux soient les plus élevés dans la période de planification, estimés à 4,4 milliards de dollars, cette option améliore le mieux la valeur en baisse des unités nucléaires les plus récentes.
6. **Fermeture permanente des unités «A»**
- Cette option permet d'importantes radiations d'actif et des frais de déclassement, qui n'ont pas été quantifiés. Etant donné ces coûts et les coûts d'énergie de remplacement au-delà de la période de planification, cette option a été jugée superflue à ce stade.
  - Aucun besoin de personnel supplémentaire.
  - Le coût était de 3,4 milliards de dollars de plus que le plan d'activités.

**Sommaire des options de redressement nucléaire**

Option	Description	Coûts en milliards \$	Besoin de personnel supplé-mentaire	Chances de réussite	Valeur de l'actif résiduel (d)
1	Toutes les unités exploitées	3,6	-	zéro	faible
2	18 redressées	3,8	4 200	faibles	moyenne
3	16 redressées	3,6	1 400	Faibles-moyennes	moyenne



Étant donné les échecs précédents d'Ontario Hydro relativement à la résolution des problèmes et l'importance des conclusions du RIEPI, la direction d'Ontario Hydro et les membres du conseil d'administration ont décidé que le statu quo n'était pas une solution. Les facteurs de capacité étaient en baisse et personne ne croyait qu'en poursuivant les activités habituelles, on pourrait améliorer la performance pour atteindre les niveaux prévus dans le plan d'activités. En outre, l'option de ne rien faire aurait augmenté les menaces au système de sécurité et poussé la CCEA à intervenir.

Les options étudiées par la direction de PNOH et présentées au conseil d'administration sont décrites ci-dessous et dans les tableaux suivants. Les coûts pour chaque plan viennent s'ajouter au plan d'activités approuvé pour la période 1997-2001. Ils comprennent les coûts d'électricité de remplacement, mais non les frais de déclassement. Les coûts d'engagement de personnel supplémentaire sont inclus, mais ceux liés au problème de la qualification du personnel n'ont pas été estimés.

## 1. Poursuivre les activités habituelles

- Cette option cas reconnaît que le budget et les objectifs de production figurant dans le plan d'activités actuel d'Ontario Hydro pour 1997-1999 ne peuvent être atteints. Les cibles de planification du facteur de capacité, fixées à 76 pour 100 en 1997, et devant atteindre 81 pour 100 d'ici 1999, ont été considérées irréalistes, étant donné l'état des conditions révéle par le RIEPI. Cette option présume qu'un facteur de capacité de 60 pour 100 pour 1997 et pour le reste de la période allant jusqu'à 2001 est réaliste.
- L'option augmenterait les coûts de près de 3,6 milliards de dollars de plus que le plan d'activités et conduirait à des risques de plus en plus grands sur le plan de la sécurité et des systèmes d'exploitation.

## 2. Redressement simultané des 19 unités

- L'équipe a jugé qu'une tentative d'améliorer la performance de toutes les unités dans le même temps nécessiterait l'engagement de près de 4 200 personnes.
- Le coût serait de 3,8 milliards de dollars de plus que le plan d'activités.
- Étant donné le manque de personnel qualifié et de confiance dans le leadership de la direction, l'équipe a estimé que cette option n'était pas réalisable.



## B. PLAN D'OPTIMISATION DES BIENS DE PRODUCTION NUCLEAIRE

### Discussion

Au début de 1997, la haute direction et le conseil d'administration d'Ontario Hydro ont été informés par l'équipe d'Andognini des conclusions intermédiaires du Groupe consultatif d'évaluation de la performance des opérations nucléaires. En juillet, ce groupe a mis au point six options visant à ramener la division nucléaire à des normes d'excellence. Ces options ont été présentées au conseil d'administration le 12 août 1997. Celui-ci, réalisant que des mesures décisives étaient nécessaires, a accepté la cinquième option, recommandée par l'équipe de gestion d'Ontario Hydro, comme son Plan d'optimisation des biens de production nucléaire (POBPN).

Bien avant qu'il n'étudie le RIEPI en août 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro était aux prises avec de graves problèmes. Ontario Hydro avait tenté, à la fin des années 1980, d'enrayer la baisse de la performance de ses réacteurs nucléaires. Comme d'anciens présidents du conseil l'ont affirmé, cela fait des années que PNOH lutte contre ses problèmes. Il ressort de la documentation soumise au Comité qu'Elgin Horton, ancien directeur principal du groupe nucléaire, a déclaré à la CCBA qu'il « a exprimé sa propre frustration et son humiliation devant la faible performance des centrales nucléaires ». C'est ce qui a conduit le président et chef de la direction d'Ontario Hydro, le D<sup>r</sup> Kupcis, et le conseil d'administration à entreprendre une évaluation par des pairs de la Société, avec l'aide de l'Institute of Nuclear Power Operators, en 1993. Ontario Hydro a également mis sur pied un comité nucléaire du conseil d'administration en 1994 et a réalisé des évaluations de suivi par des pairs, en 1995 et 1996.

L'importance des problèmes dans la culture de gestion nucléaire s'est révélée lorsque les auteurs de la deuxième série d'évaluations par des pairs sont arrivés, en grande partie, aux mêmes conclusions (de 55 à 86 pour 100 des conclusions étaient les mêmes que celles qui figuraient dans des évaluations précédentes et n'avaient pas été corrigées). Ces résultats, s'ajoutant à la fermeture complète, et non prévue, des huit réacteurs de la centrale de Pickering en avril 1996, ont conduit le président et le conseil d'administration à rechercher les conseils d'un tiers. Gregory Kane, conseiller en sciences nucléaires américain, a été engagé pour conseiller le président en août 1996 et, à la fin de l'année, la décision était prise de recourir aux services d'une équipe extérieure, dirigée par Carl Andognini, pour quantifier les problèmes et mettre en œuvre des solutions. Au cours des premiers mois de 1997, l'équipe Andognini a mis le conseil d'administration au courant des progrès réalisés, par le biais de rapports verbaux aux réunions mensuelles du conseil.

Le Comité conclut que l'incapacité répétée de gérer convenablement l'actif nucléaire, par le biais de mesures prudentes d'entretien préventif et autres, est inacceptable, quelle qu'en soit la raison.

La Société est entièrement responsable de l'intégrité de l'actif nucléaire, qui comprend la gestion et la planification à long terme. Elle doit assurer, d'une manière proactive, la viabilité à long terme de son actif nucléaire et de ses activités. Le Comité appuie les efforts renouvelés fournis par Ontario Hydro afin de mettre l'accent sur l'excellence nucléaire, et de distribuer et redistribuer les ressources humaines et financières nécessaires. Cependant, d'autres mesures doivent être prises pour assurer la réussite du plan de redressement nucléaire.

## **Recommandations**

4. Le gouvernement de l'Ontario devrait exiger qu'Ontario Hydro fournisse des rapports réguliers au ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie ainsi qu'au ministre des Finances sur les progrès réalisés dans le cadre du plan de redressement, de l'intégrité de l'actif, de la sécurité et de l'efficacité des installations de PNOH, en particulier en ce qui concerne les questions qui ne relèvent pas des pouvoirs de la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

5. Ontario Hydro devrait continuer à maximiser les rendements de l'actif nucléaire, notamment l'élaboration d'un plan établissant les objectifs commerciaux de cet actif au sein d'un marché compétitif de l'électricité pour le reste de la durée de vie prévue de cet actif.

## **Conclusions**

## A2. INTÉGRITÉ DE L'ACTIF NUCLÉAIRE

### Discussion

La présente section du rapport se penche sur les questions de gestion à long terme de l'actif nucléaire.

Ontario Hydro a toujours été un mauvais gestionnaire de son actif nucléaire. La Société n'a pas réussi à se concentrer sur l'intégrité à long terme de l'actif des installations nucléaires. On ne peut pas demander à la CCEA de s'occuper de la surveillance réglementaire de ces questions, puisqu'elle limite ses activités aux questions liées aux marges de sécurité.

Au fil des ans, Ontario Hydro s'est lancée dans plusieurs plans de redressement nucléaire, notamment le «In Service Nuclear Station Quality Improvement Plan» de 1990-1991, le «Business Improvement Process» en 1993 et le projet «Quality of Work» en réponse à l'avertissement lancé par la CCEA en 1995 concernant les normes en vigueur à PNOH, et en particulier la situation dans les centrales de Pickering.

Bien que la performance se soit brièvement améliorée en 1994, aucun des plans n'a atteint ses objectifs.

Outre ces échecs, les difficultés d'entretien auxquelles a fait face la centrale de Darlington au cours des quatre à cinq premières années de son exploitation sont particulièrement inquiétantes. Darlington a commencé ses activités en 1991. C'est la dernière installation nucléaire d'Ontario Hydro et elle aurait dû tirer profit de plus de 20 ans d'expérience dans l'exploitation nucléaire, acquise dans d'autres installations plus anciennes.

Malgré les propos rassurants de la direction d'Ontario Hydro, les réductions importantes de personnel qui ont eu lieu en 1993-1994 ont pu freiner les efforts fournis en vue d'améliorer les activités nucléaires. Par exemple, la direction d'Ontario Hydro à la centrale de Darlington a précisé au Comité que les problèmes de Darlington étaient le résultat direct des réductions de personnel de 1993-1994.

Il a été mentionné à plusieurs reprises devant le Comité que la Société n'a jamais pu prendre des mesures d'entretien préventif, ce que l'on a tenté d'attribuer au fait qu'Ontario Hydro n'avait pas réussi à faire la transition entre l'objectif de conception et construction visé en 1970 et 1980 et un objectif de gestion de l'actif, une fois la construction terminée.

## Recommandations

1. Le gouvernement de l'Ontario devrait s'assurer qu'Ontario Hydro met en œuvre toutes les stratégies de redressement ou d'amélioration de la performance, dans une optique de sécurité, qui reflètent les meilleures pratiques des exploitants de centrales nucléaires les plus sûrs et les plus fiables du monde.
2. Le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie devrait exiger qu'Ontario Hydro lui remette régulièrement des rapports complets concernant l'état des améliorations aux marges de sécurité de Production nucléaire d'Ontario Hydro (PNOH).
3. Le gouvernement de l'Ontario devrait exiger qu'Ontario Hydro adopte un système de fiches de performance mensuelles pour les activités nucléaires de la Société. Ces fiches devraient être remises directement au ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, au ministère des Finances et au ministère de l'Environnement, ainsi qu'aux conseils des municipalités régionales, de comté et locales, qui abritent des centrales nucléaires sur leur territoire. Ces fiches de performance devraient être faciles à lire et à comprendre pour tous.

où l'un des systèmes tomberait en panne, d'autres systèmes de sécurité éviteraient un accident.

Les permis d'exploitation des réacteurs de PNOH n'ont jamais été révoqués, mais la CCEA, on a vu des permis d'exploitation qui ont été limités à des périodes inférieures aux deux ans habituels. Les permis d'exploitation de la centrale «A» de Bruce ont été renouvelés pour un an en 1988, 1989 et 1993. Les permis d'exploitation des centrales nucléaires de Pickering ont été renouvelés en 1996 pour six mois et en 1997, pour neuf mois.

John Ahearne, ancien président du conseil de la United States Nuclear Regulatory Commission, a fait remarquer au Comité que les piètres notations figurant dans le RIEPI constituaient un avertissement de performance réduite.

En réponse aux préoccupations croissantes concernant la performance, PNOH a institué le RIEPI et, à compter de novembre 1997, un système de fiches mensuelles de performance nucléaire. Ces fiches permettront d'évaluer continuellement les progrès réalisés dans le cadre du plan de redressement nucléaire et seront rendues publiques.

## **Conclusions**

Le Comité conclut que les installations nucléaires d'Ontario Hydro sont, à ce stade, sans danger. Néanmoins, la marge de sécurité a été réduite. Le Comité se rassure en constatant que les activités de Pickering se sont améliorées, bien que d'autres améliorations importantes soient nécessaires.

Atteindre les marges de sécurité dépend d'autres facteurs, tels que : la culture d'entreprise d'Ontario Hydro, les niveaux de dotation en personnel des installations de PNOH, les problèmes techniques qui apparaissent au fur et à mesure du vieillissement des installations et le manque apparent de souci du détail dont fait preuve le personnel, à tous les niveaux, d'Ontario Hydro et de PNOH. Il faut prendre des mesures rigoureuses pour mettre fin au relâchement des normes de sécurité.

Le RIEPI était un bon point de départ pour l'élaboration d'un plan de redressement nucléaire transparent et axé sur des objectifs définis. Le système de fiches mensuelles de performance nucléaire devrait être très utile pour garantir que PNOH met l'accent sur une performance continue, ce qui permettrait un retour permanent à l'excellence. L'élaboration de fiches de performance doit être un processus ouvert et responsable.



## A1. SÉCURITÉ NUCLÉAIRE

### Discussion

Bien que le Comité spécial ne dispose pas des connaissances nécessaires pour évaluer cette question de façon indépendante, toutes les sources indiquent que les installations nucléaires sont exploitées en toute sécurité. Cela s'explique en grande partie par la technologie, qui recourt à de nombreux systèmes de contrôle par redondance et de sauvegarde, combinée aux normes qu'utilise l'organe régulateur, la CCEA, pour évaluer la sécurité. Le RIEPI, les traditionnels rapports d'évaluation par des pairs, la commission Hare de l'Ontario sur la sécurité nucléaire de 1988 et d'autres documents dans ce domaine permettent tous de conclure à la sécurité des activités. Cela étant dit, il y a de graves problèmes liés à la façon dont la performance d'exploitation a baissé au fil des ans.

La question de la sécurité est abordée dans les rapports du RIEPI, aux sections sur les inspections fonctionnelles du système de sécurité et dans les analyses de chaque centrale nucléaire. Malgré les notations basses attribuées aux évaluations de chaque centrale et du siège social, le RIEPI indique que les activités nucléaires sont exécutées à l'heure actuelle en toute sécurité. Cependant, il mettait en garde contre le fait que, si des mesures n'étaient pas prises à ce stade, la sécurité future des installations s'en trouverait menacée. Cette crainte a été confirmée par la CCEA.

La délégation de la CCEA devant le Comité spécial a décrit la «marge conservatrice de sécurité» qu'utilise l'organisme de réglementation pour établir les normes applicables aux installations nucléaires. Les représentants de la CCEA ont fait valoir que même si une centrale nucléaire connaissait une performance moins qu'optimale, ses installations étaient sécuritaires.

Il ressort du témoignage du D<sup>r</sup> Bishop, président du conseil de la CCEA, qu'en 1996 la centrale nucléaire de Pickering avait frôlé une suspension de permis. Son permis d'exploitation a été réduit à une période de six mois, au terme de laquelle la centrale a fait l'objet d'une nouvelle évaluation. L'exploitation de Pickering s'était suffisamment améliorée pour que la centrale obtienne un renouvellement de son permis de neuf mois. La CCAE continue de surveiller la centrale électrique de Pickering et toutes les installations nucléaires exploitées par Ontario Hydro.

La CCEA a conclu que la méthode de la «défense en profondeur» suivie par PNOH était dépassée et que des améliorations importantes étaient nécessaires pour améliorer les marges de sécurité. Le concept de «défense en profondeur», fondamental à l'industrie nucléaire, veut que les systèmes de sécurité soient sauvegardés par des systèmes de contrôle par redondance afin d'assurer qu'au cas

## Conclusions

Le rapport d'évaluation des conditions des centrales nucléaires d'Ontario Hydro dans le RLEPI semble honnête et complet. Il évalue tous les aspects de l'exploitation de PNOH comme : «inférieurs aux normes» ou «juste acceptables». Bien qu'Ontario Hydro considère que le système nucléaire peut atteindre un facteur de capacité de 90 pour 100 et que 85 pour 100 est l'indicateur d'une performance excellente, le système nucléaire a oscillé entre 60 et 74 pour 100 au cours des 10 dernières années.

Différentes opinions ont été exprimées pour tenter d'expliquer l'incapacité d'Ontario Hydro de régler les problèmes. Selon le président du conseil, William Farlinger, la raison est le «culte» nucléaire qui sévissait. Pour le D<sup>r</sup> Kupcis, ancien chef de la direction, il s'agissait plutôt d'un sacerdoce. D<sup>r</sup> Bishop, président du conseil de la CCEA, explique qu'Ontario Hydro était pleine de bonnes intentions et de plans ambitieux, mais qu'elle n'a jamais réussi à obtenir des résultats. L'incapacité de faire la transition entre un objectif de «conception et construction» et un objectif d'«exploitation et entretien» a été suggérée par de nombreuses personnes, dont l'ancien président d'Ontario Hydro, Robert Franklin, et M. Andogmini. L'ancien président du conseil d'Ontario Hydro, Maurice Strong, a exprimé une opinion semblable, en disant : «La société a été en fait entièrement submergée par une culture nucléaire, en grande partie axée sur la construction et la conception.»

Quelles que soient les raisons des échecs de gestion, le Comité a de la peine à comprendre comment cette société de service public d'électricité, autrefois de classe mondiale, n'a pas réussi à mieux gérer ses ressources. Les conditions étudiées par le RLEPI auraient dû être quantifiées plus tôt et améliorées depuis longtemps. L'échec de la direction d'Ontario Hydro à mettre fin à la détérioration de la performance des centrales nucléaires a déjà coûté à la population de l'Ontario des milliards de dollars en frais d'énergie de remplacement au cours des 10 dernières années. Les retombées financières se feront sentir jusqu'à ce que les centrales nucléaires soient ramenées à un niveau optimal de performance. Des années de mauvaise gestion ont considérablement terni la réputation d'Ontario Hydro. PNOH devra travailler dur et intelligemment pour regagner la confiance du public.

## Sommaire des évaluations du RIÉPI

Définition des notations :

**Excellente** Performance supérieure aux normes de l'industrie (classe mondiale), qui produit généralement des résultats exceptionnels.

**Satisfaisante** Performance conforme à la plupart des normes de l'industrie, qui produit généralement les résultats souhaités.

**Inférieure aux normes** Performance inférieure aux normes de l'industrie, mais qui produit généralement les résultats souhaités.

**Juste acceptable** Performance bien au-dessous des normes de l'industrie, mais qui produit des résultats juste acceptables.

**Inacceptable** Performance inacceptable, qui met en jeu la sécurité nucléaire.

	Total	Centrale de Bruce	Centrale de Darlington	Centrale de Pickering
Exploitation	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable
Entretien	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable
Formation	Juste acceptable	Inférieure aux normes	Juste acceptable	Juste acceptable
Ingénierie	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable
Qualité	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable
Protection contre les radiations	Juste acceptable	Juste acceptable	Inférieure aux normes	Juste acceptable
Chimie	Juste acceptable	Inférieure aux normes	Inférieure aux normes	Juste acceptable
Préparation en cas d'urgence	Inférieure aux normes	Inférieure aux normes	Inférieure aux normes	Inférieure aux normes
Efficacité de l'organisation	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable	Juste acceptable

Source : Rapport à la direction, évaluations du RIÉPI/SSFI, Conclusions et recommandations, juillet 1997, pages 6 et 7





## Sommaire des conclusions du RIÉPI

Leadership de la direction	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Définition insuffisante des responsabilités des employés</li> <li>• Relations de travail latérales mal définies</li> <li>• Pratiques de gestion insuffisantes</li> <li>• Manque de soutien aux cadres de niveau inférieur</li> <li>• Supervision inefficace</li> </ul>	
Culture et normes	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problèmes de culture graves et répandus au niveau des employés</li> <li>• Prise de décisions non conservatrices</li> <li>• Normes non conformes aux meilleures pratiques de l'industrie</li> <li>• Normes différentes de centrale à centrale</li> <li>• Manque généralisé de respect des normes</li> </ul>	
Personnel et rendement	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mauvaise planification du travail</li> <li>• Grave manque de compétence de gestion, de supervision et technique</li> <li>• Graves insuffisances de formation et de perfectionnement</li> <li>• Supervision et direction insuffisantes</li> </ul>	
Processus et personnel	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surveillance insuffisante du rendement</li> <li>• Respect des normes insuffisant</li> <li>• Contrôle de la qualité insuffisante</li> <li>• Protection du travail insuffisante</li> <li>• Causes profondes non déterminées</li> <li>• Besoin de programme de sécurité</li> <li>• Processus incomplets ou inadéquats</li> </ul>	
Matériel et conception des installations	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sécurité négligée et manque de sens critique de la part du personnel d'ingénierie</li> <li>• Manque d'évaluation technique pertinente et de rapports sur le contrôle de la conception</li> <li>• Insuffisances du système de sécurité</li> <li>• CANDU est une technologie solide et sans danger</li> </ul>	
Organisation, ressources et relations de travail	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Organisation inefficace au siège social et dans les centrales</li> <li>• Retard important dans la formation</li> <li>• De nombreuses dispositions des conventions collectives limitent le rendement au niveau de la direction et de l'organisation</li> <li>• Les restrictions ont donné lieu à un style de gestion passif</li> </ul>	

Source: Rapport à la direction, évaluations du RIÉPI/SSRI,



A. RAPPORT INDÉPENDANT D'ÉVALUATION DE  
PERFORMANCE INTÉGRÉE (RIEPI) DE PRODUCTION  
NUCLÉAIRE D'ONTARIO HYDRO

Discussion

La performance nucléaire est en baisse ou insuffisante depuis 10 ans (voir le tableau ci-dessous). Confronté à l'incapacité répétée d'Ontario Hydro de déterminer et d'éliminer les causes de cette baisse et aux risques croissants d'intervention réglementaire par la Commission de contrôle de l'énergie atomique, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a élaboré un plan prévoyant le recours à des spécialistes nucléaires externes. En décembre 1996, M. Carl Andognini est embauché. À son tour, il recrute une équipe chargée d'évaluer la Production nucléaire d'Ontario Hydro (PNOH) en utilisant les méthodes de quantification élaborées dans l'industrie nucléaire américaine.

Facteurs de capacité de production de PNOH, 1987-1996

Le facteur de capacité électrique net (% de FC) est le pourcentage de la production électrique nette par année.  
Un facteur de capacité de 85 pour 100 est considéré comme une excellente performance.

Année	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
% de FC	69,9	72,7	70,3	60,8	68,1	62,6	64,8	73,4	70,4	66,1

Source : Données sur Ontario Hydro fournies au Comité

M. Andognini a créé le Groupe consultatif d'évaluation de la performance des opérations nucléaires (GCEPON) en janvier 1997 et a réalisé une évaluation indépendante de la performance intégrée de PNOH, l'unité fonctionnelle d'Ontario Hydro chargée des activités nucléaires. L'équipe a soumis ses conclusions à la direction en juillet 1997 et au conseil d'administration, en août. Après avoir reçu le rapport, le conseil d'administration a veillé à ce que les conclusions soient immédiatement rendues publiques.

En bref, l'équipe a conclu que toutes les centrales nucléaires étaient exploitées conformément aux règlements et aux normes de sécurité, et que la technologie CANDU est solide et sans danger. Par ailleurs, l'équipe a également constaté un manque systémique d'autorité et d'obligation redditionnelle au niveau de la direction. C'est la raison principale d'une longue liste d'insuffisances qui a conduit à l'évaluation générale «juste acceptable» du système nucléaire par rapport aux normes mondiales. Les tableaux suivants résument les conclusions et évaluations du RIEPI.

- du ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie et du ministre de l'Environnement.
32. Il faut qu'Ontario Hydro mette les conseils municipaux de paliers supérieur et inférieur et les collectivités situées autour des installations nucléaires au courant des efforts qu'elle déploie pour atteindre une note de performance excellente en matière de capacité d'intervention en cas d'urgence.
33. Il faut que le gouvernement de l'Ontario oblige Ontario Hydro à améliorer ses activités de prévention des incendies et à les coordonner avec les services d'incendie locaux, le BCI et la CCEA.
34. Il faut que le BCI examine avec la CCEA tous les moyens d'étudier et de réduire les limites de compétence afin que le BCI puisse jouer un plus grand rôle dans la prévention des incendies dans les centrales nucléaires.
35. Il faut que le gouvernement de l'Ontario collabore avec le BCI pour élargir le rôle de ce dernier en ce qui concerne la prévention des incendies dans les centrales nucléaires.
36. Il faut que le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie fixe sans tarder le mandat et la composition du Comité d'établissement des règles du marché.
37. Parmi ses premières priorités, le Comité d'établissement des règles du marché doit présenter des recommandations sur sa propre structure, s'inspirant des enseignements tirés du fonctionnement du marché intermédiaire de l'électricité.
38. Il faut inviter le Market Design Committee, les intervenants ainsi que des experts indépendants à présenter des conseils au ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie en ce qui concerne le cadre réglementaire.
39. Il faut que le rôle de soutien à jouer par la CEO pendant le passage au marché concurrentiel soit précisé.

25. En prévision de l'arrivée de la concurrence, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie doit préciser, dans la loi, l'autorité de la CEO et la responsabilité vis-à-vis des sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro et des autres intervenants dans le marché de l'électricité. Il faut que la délégation de cette autorité à la CEO ainsi que l'adoption des autres lois ou mesures d'autoréglementation nécessaires dont fait état le Livre blanc se fassent dans les meilleurs délais.
26. Il faut que l'obligation, pour Ontario Hydro, de rendre des comptes au gouvernement de l'Ontario concerne le ministère de l'Énergie, de la Science et de la Technologie, le ministre des Finances et le ministre de l'Environnement.
27. Les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro et le gouvernement de l'Ontario doivent conclure un protocole d'entente détaillé et précis qui fixera les fonctions du conseil d'administration et de certains cadres des sociétés.
28. Pendant l'étape de transition, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie et le ministre des Finances doivent préciser le rôle et les fonctions d'Ontario Hydro et se charger d'examiner en permanence les grandes décisions que prend Ontario Hydro en matière d'environnement, de sécurité et de finances pendant la période de mise en application avant que ces décisions ne soient entérinées.
29. Il faut qu'Ontario Hydro obtienne une note de performance excellente pour la capacité d'intervention en cas d'urgence à chaque installation nucléaire. Il faut qu'Ontario Hydro se fixe pour objectif d'atteindre cette note au plus tard en 1999.
30. Il faut que le ministre du Solliciteur général et Ontario Hydro unissent leurs efforts pour améliorer leur coordination en matière de capacité d'intervention en cas d'urgence, sur les lieux et à l'extérieur, et que ce ministère précise le rôle du gouvernement de l'Ontario.
31. Il faut que le ministre du Solliciteur général communique avec les responsables des collectivités touchées et des organismes compétents situés autour de chaque installation nucléaire pour que les instances chargées des mesures d'urgence soient fixées quant à leurs rôles et responsabilités. Il faut que ces rôles et responsabilités soient clairs et faciles à comprendre par le grand public. De plus, il faut que le Solliciteur général porte le résultat de ses démarches à la connaissance

19. Le personnel de la CCEA a déclaré qu'il s'employait à élaborer des critères de sécurité pour chacune des unités nucléaires d'Ontario Hydro. Le Comité l'en félicite et presse la CCEA de veiller à ce que ce projet soit mené à terme le plus tôt possible. Il faut que ces critères soient transparents et compréhensibles pour le public et les milieux touchés.
20. Il faut que la CCEA crée une fiche de rendement, à publier tous les six mois, qui évalue et note la performance et la sécurité de toutes les installations nucléaires. Il faut que ces fiches, qui doivent être concises et faciles à comprendre, soient mises à la disposition des milieux touchés et du ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie.
21. Il faut que la CCEA élabore des techniques d'évaluation de la performance et de la sécurité nucléaires pour uniformiser et améliorer les pratiques d'enquête et de communication de l'information. Il faut que les normes appliquées dans d'autres pays, comme celles de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) ou de l'Institute of Nuclear Power Operators soient évaluées pour déterminer s'il y a lieu de les adapter au Canada.
22. Le Comité incite le gouvernement fédéral à examiner les politiques et pratiques d'application de la loi suivies par la CCEA dans le but de lui confier un rôle plus actif. Au minimum, il faut que la CCEA fixe et applique des dates limites pour la prise des mesures importantes que doivent prendre obligatoirement les exploitants de centrales nucléaires.
23. Il faut que le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie de l'Ontario participe à l'élaboration des règlements de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* pour qu'un processus de réglementation transparent, objectif et codifié soit applicable à la réglementation de la sécurité nucléaire.
24. Pendant la période de transition, le ministre de l'Énergie, de la Science et de la Technologie doit préciser, d'une part, l'autorité de la CCEA sur Ontario Hydro, son fonctionnement et les questions nucléaires en général et, d'autre part, les responsabilités générales en matière d'établissement des tarifs. Il faut que la CCEA ait le pouvoir d'appliquer la réglementation effective d'Ontario Hydro.



15. Le ministre de l'Environnement devrait s'assurer que les décisions de mise en œuvre d'Ontario Hydro respectent la législation, les politiques et les normes en matière de protection de l'environnement. En outre, Ontario Hydro devrait chercher à minimiser ses niveaux d'émissions par le biais de mesures de conservation économiques et d'autres sources d'énergie. Il faudrait déterminer les effets environnementaux éventuels pendant la durée d'application du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire et par la suite.

16. Ontario Hydro devrait étudier la possibilité d'utiliser des sources d'énergie existantes qui créent moins d'émissions et qui soient moins coûteuses.

17. Ontario Hydro devrait encourager activement des mesures économiques de conservation de l'énergie comme moyen supplémentaire de réduire les émissions dans l'atmosphère.

#### Répercussions communautaires

18. Dans le cadre de son évaluation du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, Ontario Hydro devrait chercher soigneusement des solutions de échange aux mises en réserve, et tenir compte des répercussions sur les collectivités de Bruce, tout en respectant les priorités budgétaires et de sécurité. En particulier, Ontario Hydro devrait évaluer les possibilités qu'offre le secteur privé pour la remise en état de la centrale électrique A de Bruce.



10. Si l'on peut obtenir des ressources humaines ou du savoir-faire spécialisé d'autres sources, il faudrait alors modifier le Plan d'optimisation des biens de production nucléaire pour ce qui est des délais, des dépenses en immobilisations, des mises en réserve et des autres sources d'électricité.

11. Ontario Hydro doit s'assurer que les décisions de mise en œuvre respectent la législation, les politiques et les normes en matière de protection de l'environnement et qu'elles restent dans les limites des objectifs facultatifs et obligatoires. En outre, Ontario Hydro devrait chercher à améliorer ses niveaux d'émissions, par le biais de mesures de conservation économiques et d'autres sources d'énergie.

12. Le ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie et le ministère des Finances devraient veiller à ce que la mise en application du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire soit continuellement évaluée dans le contexte du livre blanc. La décision de mettre en réserve sept réacteurs devrait être soigneusement réévaluée et commentée. Ces rapports devraient être rendus disponibles une fois terminé le plan d'activités de 1998.

13. Le ministère des Finances et le ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie devraient continuer à surveiller l'analyse d'Ontario Hydro concernant les décisions prises dans le cadre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire une fois que la Société aura terminé son plan d'activités.

### Environnement

14. Le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie devrait s'assurer qu'Ontario Hydro évalue rigoureusement toutes les options possibles et leurs répercussions sur les plans financier et environnemental, dans l'optique de servir les intérêts à long terme de la province et de l'environnement. La mise en œuvre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire et du plan d'activités de la Société doivent être axés sur la protection de l'environnement.

## Plan d'optimisation des biens de production nucléaire

6. Ontario Hydro doit ramener ses installations nucléaires à des normes de classe mondiale en termes de performance et de sécurité, d'une façon écologique et économique.
7. Ontario Hydro doit s'assurer que la Société dispose de compétences de gestion et de supervision suffisantes pour mener à bien les changements nécessaires, sur les plans de la sécurité et de la fiabilité des unités nucléaires.
8. Reconnaissant qu'une main-d'œuvre souple est essentielle au succès du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire, le Comité encourage vivement le Syndicat des travailleurs et des travailleuses du secteur énergétique, la Society of Professional and Administrative Employees, les syndicats des métiers de la construction et Ontario Hydro, à travailler de concert et rapidement pour résoudre les questions de ressources humaines non réglées, telles que les mutations et la reclassement des emplois.
9. Ontario Hydro doit évaluer rigoureusement toutes les options possibles et leurs répercussions sur les plans financier et environnemental, dans l'optique de servir les intérêts à long terme de la province. La mise en œuvre du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire doit être souple et conforme à la proposition d'élimination progressive de la garantie provinciale de la dette figurant dans le livre blanc. Les décisions d'Ontario Hydro devraient :
  - prendre en considération les responsabilités potentielles, leurs retombées et obligations contractuelles auprès des industries situées à la Centrale de Bruce et d'autres milieux touchés,
  - adopter des taux de prêt commercial,
  - rapporter des taux de rendement commerciaux,
  - garantir un appel d'offres concurrentiel pour l'énergie de remplacement,
  - consulter la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur la sécurité nucléaire, et
  - respecter la législation, les politiques et les normes en matière de protection de l'environnement.

## SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

### Sécurité nucléaire

1. Le gouvernement de l'Ontario devrait s'assurer qu'Ontario Hydro met en œuvre toutes les stratégies de redressement ou d'amélioration de la performance, dans une optique de sécurité, qui reflètent les meilleures pratiques des exploitants de centrales nucléaires les plus sûrs et les plus fiables du monde.

2. Le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie devrait exiger qu'Ontario Hydro lui remette régulièrement des rapports complets concernant l'état des améliorations aux marges de sécurité de Production nucléaire d'Ontario Hydro (PNOH).

3. Le gouvernement de l'Ontario devrait exiger qu'Ontario Hydro adopte un système de fiches de performance mensuelles pour les activités nucléaires de la Société. Ces fiches devraient être remises directement au ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, au ministre des Finances et au ministre de l'Environnement, ainsi qu'aux conseils des municipalités régionales, de comté et locales, qui abritent des centrales nucléaires sur leur territoire. Ces fiches de performance devraient être faciles à lire et à comprendre pour tous.

### Intégrité de l'actif nucléaire

4. Le gouvernement de l'Ontario devrait exiger qu'Ontario Hydro fournisse des rapports réguliers au ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie ainsi qu'au ministre des Finances sur les progrès réalisés dans le cadre du plan de redressement, de l'intégrité de l'actif, de la sécurité et de l'efficacité des installations de PNOH, en particulier en ce qui concerne les questions qui ne relèvent pas des pouvoirs de la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

5. Ontario Hydro devrait continuer à maximiser les rendements de l'actif nucléaire, notamment l'élaboration d'un plan établissant les objectifs commerciaux de cet actif au sein d'un marché compétitif de l'électricité pour le reste de la durée de vie prévue de cet actif.

- Le rapport indépendant d'évaluation de performance intégrée, août 1997, Ontario Hydro
- Les rapports de la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur le rapport indépendant d'évaluation de performance intégrée, 23 septembre 1997 et 28 octobre 1997
- Le rapport d'Ernst & Young, daté du 7 septembre 1997, évaluant le plan d'optimisation de l'actif nucléaire d'Ontario Hydro
- Le rapport d'Ernst & Young daté du 20 octobre 1997
- Le rapport d'Ontario Hydro daté du 14 novembre 1997, en réponse aux rapports d'Ernst & Young

Pour conclure ces remarques d'introduction, le Comité croit que l'exploitation efficace et en toute sécurité des centrales nucléaires d'Ontario Hydro est d'une importance capitale pour la population de l'Ontario. Une gestion convenable et une exploitation économique du réseau nucléaire existant sont essentielles pour protéger l'investissement, d'une valeur approximative de 24 milliards de dollars, dans l'actif nucléaire, qui a été financé avec une garantie d'emprunt du gouvernement provincial dont le service est assuré par les abonnés d'Ontario Hydro. Le Comité pense que les recommandations contenues dans le présent rapport aideront le gouvernement de l'Ontario à surveiller Ontario Hydro et à mettre au point un marché compétitif de l'électricité. Le Comité attend avec impatience la réponse d'Ontario Hydro et du gouvernement de l'Ontario à ces recommandations.

## RÉSUMÉ

## INTRODUCTION

Au début de 1997, Ontario Hydro a effectué une évaluation indépendante de ses centrales nucléaires. L'étude a évalué ses activités nucléaires comme «juste acceptables» et a indiqué que des efforts considérables étaient nécessaires pour ramener les centrales nucléaires à des normes de performance de qualité mondiale. Le 13 août 1997, la société de service public a annoncé que son conseil d'administration avait adopté une stratégie de redressement visant la mise en réserve «temporaire» de sept de ses réacteurs dans le but d'améliorer l'exploitation des 12 unités restantes. Le coût de ces efforts de redressement oscillerait entre 5 et 8 milliards de dollars. Au cours de la même réunion, le conseil d'administration a accepté la démission du président et chef de la direction.

Le *Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro* a été créé le 22 septembre 1997 avec la mission d'examiner le rapport indépendant d'évaluation de performance intégrée (RIEPI), le plan de redressement et l'étude de la Commission de contrôle de l'énergie atomique sur l'évaluation indépendante, et de soumettre un rapport sur cet examen. Selon son mandat, le Comité était chargé d'examiner les coûts et les répercussions environnementales du plan de redressement et de toute autre question que le Comité considérerait pertinente.

Le Comité a commencé l'audition des témoins le 30 septembre 1997 et au cours des huit semaines d'audiences, jusqu'au 24 novembre 1997, il a reçu plus de 95 témoignages. Un certain nombre de mémoires et de lettres ont également été reçus. En outre, le Comité a demandé des dossiers d'Ontario Hydro, qui les a fournis conformément à la requête. À la fin du processus, le Comité avait siégé pendant 34 jours, sur une période de trois mois, et avait produit une liste d'annexes de près de 200 documents.

Le Comité s'est réuni la plupart du temps dans l'édifice de l'Assemblée législative de l'Ontario, à Toronto. Il a visité les collectivités concernées et les installations des centrales nucléaires de Bruce, Pickering et Darlington, et a reçu des délégations locales. Le Comité souhaite remercier ceux et celles qui ont pris le temps de témoigner ou de présenter des mémoires. Les membres du Comité ont été impressionnés par la qualité des témoignages.

Le Comité renvoie les lecteurs du présent rapport aux documents suivants, qui ont servi de contexte à son mandat et à ses délibérations :





ANNEXES

1. MANDAT DU COMITÉ SPÉCIAL
2. RÉSUMÉ DES TRAVAUX
3. SIGLES
4. RAPPORT D'ERNST AND YOUNG - RÉSUMÉ
5. RÉPONSE D'ONTARIO HYDRO AU RAPPORT D'ERNST AND YOUNG
6. COMMENTAIRES DES DÉPUTÉS LIBÉRAUX DU COMITÉ
7. RAPPORT DU COMITÉ PARLEMENTAIRE NPD



# TABLE DES MATIÈRES

N° page.

## RÉSUMÉ

### INTRODUCTION

1

### SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

3

## A

RAPPORT INDÉPENDANT D'ÉVALUATION DE  
PERFORMANCE INTÉGRÉE DE PRODUCTION NUCLÉAIRE  
D'ONTARIO HYDRO (RIEPI)

10

### 1. SÉCURITÉ NUCLÉAIRE

15

### 2. INTÉGRITÉ DE L'ACTIF NUCLÉAIRE

18

## B

PLAN D'OPTIMISATION DES BIENS DE PRODUCTION  
NUCLÉAIRE (POBPN)

20

### 1. QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

31

### 2. RÉPERCUSSIONS COMMUNAUTAIRES

34

## C

### QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

### 1. COMMISSION DE CONTRÔLE DE L'ÉNERGIE

36

### ATOMIQUE

### 2. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

41

### 3. RELATIONS ENTRE ONTARIO HYDRO ET

43

### LE GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO

### 4. MESURES D'URGENCE

45

### 5. PRÉVENTION ET INTERVENTION EN CAS D'INCENDIE

48





MESSAGE DU PRÉSIDENT  
DU  
COMITÉ SPÉCIAL DES  
AFFAIRES NUCLÉAIRES D'ONTARIO HYDRO

L'exploitation de centrales nucléaires est une question d'importance fondamentale pour la population de l'Ontario. On compte dix-neuf réacteurs nucléaires qui fournissent environ 60 pour 100 de l'électricité utilisée par les résidents, les entreprises commerciales et les sociétés industrielles. Tout le monde en Ontario profite de l'énergie nucléaire.

Ontario Hydro s'est vu confier la tâche importante de construire, d'exploiter et de gérer les réacteurs nucléaires. De tous les points de vue, Ontario Hydro a très bien rempli sa tâche de construction, mais elle n'a pas réussi à devenir un organisme qui peut maintenir et exploiter efficacement des réacteurs.

Le Comité spécial est convaincu que les réacteurs nucléaires sont exploités sans danger. Néanmoins, l'incapacité à gérer efficacement les activités nucléaires a conduit à une baisse considérable de la performance des réacteurs nucléaires.

Ontario Hydro devrait examiner le Plan d'optimisation des biens de production nucléaire par le biais des plans d'activités qui seront préparés au début de 1998. Les changements devraient tenir compte des répercussions sur les plans écologique, communautaire, financier et des relations de travail. Le Comité conclut également que bien d'autres mesures peuvent et devraient être prises dans le but d'augmenter la marge de sécurité des activités nucléaires et protéger l'investissement de l'Ontario. Les conclusions et recommandations du Comité spécial sur ces questions importantes sont présentées dans les pages qui suivent.

Dans le cadre de nos recherches, nous avons été impressionnés par le savoir-faire, la diligence et l'aide offerte par ceux et celles qui ont participé aux audiences et délibérations du Comité. Il convient également de mentionner la détermination des membres du Comité. Ces derniers, représentant les trois partis siégeant à l'Assemblée législative, ont collaboré de près, dans des délais très courts, pour rendre le présent rapport aussi complet que possible. Le fait qu'une si grande partie du rapport ait obtenu l'appui unanime des trois partis témoigne bien de la bonne volonté de tous les membres du Comité.

Pour terminer, je tiens à remercier le personnel de la Direction des comités, Service de recherche de l'Assemblée législative, ainsi que l'avocat et le conseiller du Comité, pour tout le travail qu'ils ont effectué au nom du Comité. C'est grâce aux efforts qu'ils ont fournis, souvent dans les coulisses, que le Comité a pu recevoir autant de témoignages importants et en extraire les questions-clés à la base du présent rapport.

Derwyn Shea, député  
Décembre 1997



COMITÉ SPÉCIAL DES AFFAIRES NUCLÉAIRES D'ONTARIO HYDRO

LISTE DES MEMBRES

DERWYN SHEA, DÉPUTÉ  
High Park-Swansea (PC)  
PRESIDENT

MONTE KWINTER, DÉPUTÉ  
Wilson Heights (L)  
VICE-PRESIDENT

SEAN CONWAY, député  
Renfrew North (L)

DOUG GALT, député  
Northumberland (PC)

FLOYD LAUGHREN, député  
Nickel Belt (NPD)

BARBARA FISHER, députée  
Bruce (PC)

HELEN JONES, députée  
Huron (PC)

JOHN O'TOOLE, député  
Durham East (PC)

Donna Bryce  
Greffière du Comité

Robert Power, avocat

Adam Chamberlain, avocat associé  
Outebriidge, Miller, Sefton, Williams & Shier

Richard Campbell, conseiller  
GPC Government Policy Consultants

Lewis Yeager  
Agent de recherche

Anne Marzalik  
Agente de recherche





Ontario  
LEGISLATIVE ASSEMBLY  
ASSEMBLÉE LÉGISLATIVE

TORONTO, ONTARIO  
M7A 1A2

L'honorable Chris Stockwell,  
Président de l'Assemblée législative

Monsieur,

Votre Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro a l'honneur de présenter son rapport et le confie à l'Assemblée.

Le président du comité,

*Henry Shea*  
Derwyn Shea

Queen's Park  
Décembre 1997



Données de catalogage avant publication (Canada)  
Ontario. Assemblée législative. Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro.  
Rapport du Comité spécial des affaires nucléaires d'Ontario Hydro.

Texte en français et anglais disposé tête-bêche.

Titre de la p. de t. addit.: Report of the Select Committee on Ontario Hydro Nuclear  
Affairs.

ISBN 0-7778-6996-9

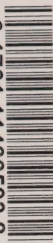
1. Énergie nucléaire—Ontario. 2. Centrales nucléaires—Ontario. 3. Ontario Hydro.  
Nuclear. I. Titre. II. Titre. Report of the Select Committee on Ontario Hydro Nuclear  
Affairs.

TK9027.O5O57 1998

333.792'4'09713

C98-964003-5F

3 1761 1146593 8



1<sup>re</sup> Session, 36<sup>e</sup> Législature  
46 Elizabeth II

# RAPPORT DU COMITÉ SPÉCIAL DES AFFAIRES NUCLÉAIRES D'ONTARIO HYDRO

Assemblée  
législative  
de l'Ontario



Législative  
Assembly  
of Ontario